



Pedro Filipe Horta Maleitas

Licenciado em Engenharia de Energias Renováveis

Viabilidade Económica do Autoconsumo de Energia Fotovoltaica no Setor Não Residencial

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Energias Renováveis – Conversão Elétrica e Utilização Sustentáveis

Orientador: Prof. Doutor João Joanaz de Melo, FCT-UNL

Co-orientador: Prof. Doutora Anabela Gonçalves Pronto, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Almeida das Rosas

Arguente: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo

Setembro, 2015



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

“Viabilidade Económica do Autoconsumo de Energia Fotovoltaica no Setor Não Residencial”

Copyright © Pedro Filipe Horta Maleitas, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

A presente dissertação foi redigida com o novo acordo ortográfico.

Agradecimentos

Este espaço é dedicado àqueles que deram a sua contribuição para que este trabalho fosse realizado. A todos eles deixo aqui o meu agradecimento sincero e profundo reconhecimento.

Em primeiro lugar agradeço ao Professor Doutor João Joanaz de Melo e à Professora Doutora Anabela Pronto pela forma como orientaram o meu trabalho. As notas dominantes da sua orientação foram a utilidade das suas recomendações e a cordialidade com que sempre me receberam.

Agradeço à Dra. Patrícia Bravo pela sua disponibilidade e ajuda prestada na aquisição de dados relativos à Faculdade de Ciências e Tecnologia e também a todas as empresas/instituições que me ajudaram a concretizar este trabalho, nomeadamente à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, à Radialcor, Lda, à Santos&Pereira, Lda, à Associação Portuguesa de Pais e Amigos do Cidadão Deficiente Mental e à Churrasqueira Dom Pedro, Lda.

Aos meus colegas de turma um profundo obrigado por nestes dois anos me ajudarem a superar todas as dificuldades e por estarem sempre ao meu lado quando mais precisei.

Gostaria de agradecer ao meu pai Francisco Maleitas, à minha mãe Paula Maleitas, e aos meus irmãos André e Francisco, pelo apoio, carinho e incentivo que me foi dado na realização deste trabalho.

Por último, e mais importante, gostaria de agradecer à minha namorada e mulher da minha vida, Joana Magalhães, pela compreensão e apoio que sempre demonstrou em todo o meu percurso académico do ensino superior.

Resumo

A descida de preços da tecnologia solar fotovoltaica conjugada com o aumento do preço da eletricidade, levou a que diversos países atingissem a paridade com a rede – momento em que o custo de produzir energia é inferior ao custo de comprar à rede. Nesse sentido, o autoconsumo e o *net metering* surgem como as alternativas que melhor se ajustam a esta mudança de paradigma, uma vez que a sua viabilidade económica não depende de qualquer tipo de incentivo financeiro.

O Decreto-Lei n.º 153/2014 estabelece o regime jurídico aplicável à produção descentralizada de eletricidade para autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, designada por Unidade de Produção para Autoconsumo – UPAC.

Nesse sentido, esta dissertação teve como principal objetivo a avaliação da viabilidade económica do autoconsumo de energia solar fotovoltaica em Portugal, mais especificamente no setor não residencial.

Para tal, foram analisados cinco casos de estudo: universidade, indústria, instituição social, comércio e restaurante. E através dos indicadores económicos obtidos, nomeadamente, Valor Atual Líquido, Taxa Interna de Rentabilidade, Período de Recuperação Atualizado, Retorno sobre o Investimento e *Levelized Cost of Energy*, extrapolaram-se conclusões para empresas de outros setores com perfis de consumo semelhantes aos dos casos de estudo analisados.

Dos resultados obtidos, concluiu-se que para as empresas que têm área disponível e consumos relevantes de energia no período diurno, a opção de investir numa UPAC pode reduzir até 50% a sua fatura de eletricidade. A viabilidade económica dos projetos aumenta substancialmente nas empresas abastecidas em Baixa Tensão Especial ou Média Tensão, com taxas internas de rentabilidade que podem chegar até aos 22% e com períodos de recuperação do investimento de 6 a 9 anos, dependendo a sua viabilidade, em grande parte, da regularidade dos consumos, do rácio de autoconsumo passível de ser obtido e do valor do investimento inicial.

Concluiu-se, também, que o Valor Atual Líquido é o indicador que melhor serve os interesses do investidor, uma vez que a variação da Taxa Interna de Rentabilidade e dos restantes indicadores é pouco significativa para potências instaladas inferiores à potência solicitada pela instalação de consumo.

Palavras-chave: energias renováveis, paridade da rede, fotovoltaico, autoconsumo, viabilidade económica.

Abstract

The decrease of photovoltaic technology prices combined with the increase of electricity prices, has led to several countries reaching grid parity – defined as the moment when the cost of producing energy is less than the cost of buying it from the grid. In this sense, self-consumption and net metering emerge as the alternative that best FIT this paradigm shift, since their economic viability does not depend on any kind of financial incentive.

The Decree-Law No. 153/2014 establishes the legal regime applicable to decentralized production of electricity for self-consumption in the installation associated with the respective production unit, called Unidade de Produção para Autoconsumo - UPAC.

Therefore, this work had as main objective the evaluation of the economic viability of solar PV self-consumption in Portugal, more specifically in the Portuguese non-residential sector.

To do this, five case studies were analyzed: a university, an industry, a social institution, a commercial establishment and a restaurant. Through several economic indicators, such as Net Present Value, Internal Rate of Return, Payback Period, Return of Investment and Levelized Cost of Energy, conclusions have been extrapolated for other companies' sectors with consumption profiles similar to the case studies analyzed.

With the obtained results, it was concluded that, for companies with available space and relevant consumption of energy during the day, the choice of invest in a UPAC can reduce up to 50% of their electricity bill. The economic viability of the projects increases significantly in the companies supplied in BTE or MT. In these cases, the Internal Rate of Return can grow up to 22% and the Payback Period can range between six and nine years, depending essentially on the regularity of energy consumption, on the self-consumption ratio obtainable and on the value of the initial investment.

It was also concluded that the Net Present Value is the indicator that best fit investor interests, since the variation of the Internal Rate of Return and the other indicators is insignificant for installed power less than the power required for the installation.

Keywords: renewable energy, grid parity, photovoltaic, self-consumption, economic viability.

Índice de matérias

Agradecimentos.....	v
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	ix
Índice de figuras	xv
Índice de tabelas	xix
Lista de abreviaturas e siglas.....	xxi
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento e justificação do estudo	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Estrutura da dissertação	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. Mercado da energia solar fotovoltaica	5
2.1.1. Panorama global	5
2.1.2. Panorama nacional.....	6
2.2. Mecanismos de promoção da energia fotovoltaica.....	8
2.2.1. <i>Feed in Tariff</i>	8
2.2.2. Autoconsumo.....	10
2.2.3. Certificados verdes, fiscalidade verde e incentivos financeiros	18
2.3. Sistema elétrico nacional	20
2.3.1. Atividades do setor e liberalização do mercado de eletricidade	20
2.3.2. Estrutura tarifária da eletricidade em Portugal	22
2.3.3. Tarifas de venda a clientes finais BTN, BTE e MT	24
2.3.4. Composição dos preços da eletricidade para clientes MT, BTE e BTN	25
2.3.5. Evolução dos preços de eletricidade em Portugal	26
2.4. Paridade da rede	28
2.4.1. Descrição do conceito	28
2.4.2. Evolução dos preços de sistemas fotovoltaicos.....	32
2.4.3. Situação Europeia	34
2.5. Legislação nacional para a produção elétrica distribuída	36

2.5.1.	Enquadramento geral	36
2.5.2.	Unidade de pequena produção (UPP)	37
2.5.3.	Unidade de produção para autoconsumo (UPAC).....	38
2.6.	Perfil de consumo.....	46
3.	METODOLOGIA	49
3.1.	Casos de estudo.....	49
3.2.	Método de obtenção de dados.....	49
3.2.1.	Dados e perfis de consumo.....	49
3.2.2.	Energia produzida, autoconsumida e vendida	51
3.3.	Avaliação energética, económica e financeira	55
3.3.1.	Avaliação energética	56
3.3.2.	Avaliação económica e financeira	56
3.4.	Análise do risco e da incerteza	62
3.4.1.	Análise de sensibilidade	62
3.4.2.	Análise de cenários	63
4.	RESULTADOS OBTIDOS	65
4.1.	Investimento UPAC (€/Wp)	65
4.2.	Faculdade de Ciências e Tecnologia (UNL)	66
4.2.1.	Descrição da instalação de consumo.....	66
4.2.2.	Perfil de consumo.....	67
4.2.3.	Cenários de potência instalada	69
4.2.4.	Resultados da avaliação energética e económica.....	71
4.2.5.	Resultados da análise de sensibilidade	74
4.2.6.	Resultados da análise de cenários	76
4.3.	Indústria alimentar	78
4.3.1.	Descrição da instalação de consumo.....	78
4.3.2.	Perfil de consumo.....	79
4.3.3.	Cenários de potência instalada	80
4.3.4.	Resultados da avaliação energética e económica.....	82
4.3.5.	Resultados da análise de cenários	84
4.4.	Instituição social	87

4.4.1.	Descrição da instalação de consumo.....	87
4.4.2.	Perfil de consumo.....	87
4.4.3.	Cenários de potência instalada	88
4.4.4.	Resultados da avaliação energética e económica.....	90
4.4.5.	Resultados da análise de cenários	92
4.5.	Comércio	94
4.5.1.	Descrição da instalação de consumo.....	94
4.5.2.	Perfil de consumo.....	95
4.5.3.	Cenários de potência ótima instalada	95
4.5.4.	Resultados obtidos com mudança de tarifário	96
4.5.5.	Resultados da avaliação energética e económica.....	98
4.5.6.	Resultados da análise de cenários	100
4.6.	Restaurante	103
4.6.1.	Descrição da instalação de consumo.....	103
4.6.2.	Perfil de consumo.....	103
4.6.3.	Cenários de potência ótima instalada	104
4.6.4.	Resultados da avaliação técnica e económica	107
4.6.5.	Resultados da análise de cenários	108
4.7.	Síntese dos resultados obtidos	111
5.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	113
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	119
6.1.	Trabalho desenvolvido	119
6.2.	Principais resultados e conclusões	119
6.3.	Desenvolvimento futuro.....	121
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
8.	ANEXOS	129
	Anexo I – Ficha técnica do módulo fotovoltaico.....	129
	Anexo II – Relatório <i>PVsyst</i> FCT-UNL	130
	Anexo III – Avaliação para 25 anos e <i>cash flows</i> da FCT-UNL.....	133
	Anexo IV - Análise de cenários FCT-UNL.....	136
	Anexo V – Relatório <i>PVsyst</i> indústria	138

Anexo VI – Avaliação para 25 anos e <i>cash flows</i> da indústria	141
Anexo VII – Análise de cenários indústria.....	144
Anexo VIII – Relatório <i>PVsyst</i> instituição social.....	146
Anexo IX – Avaliação para 25 anos e <i>cash flows</i> da instituição	149
Anexo X – Análise de cenários instituição social	152
Anexo XI – Relatório <i>PVsyst</i> comércio	154
Anexo XII – Avaliação para 25 anos e <i>cash flows</i>	157
Anexo XIII – Análise de cenários comércio.....	160
Anexo XIV – Relatório <i>PVsyst</i> restaurante	162
Anexo XV – Avaliação para 25 anos e <i>cash flows</i> restaurante	165
Anexo XVI – Análise de cenários restaurante.....	168

Índice de figuras

Figura 2.1 - Evolução global da potência fotovoltaica instalada acumulada 2000-2013 (EPIA, 2014a).	5
Figura 2.2 - Potência instalada acumulada renovável nos regimes de micro e miniprodução em Portugal (adaptado de DGEG, 2014).	6
Figura 2.3 - Países Europeus com políticas <i>prosumer</i> , em 2014 (AT: Áustria; BE: Bélgica; HR: Croácia; CY: Chipre; DK: Dinamarca; DE: Alemanha; EL: Grécia; HU: Hungria; LV: Letónia; MT: Malta; NL: Holanda; PT: Portugal; RO: Roménia; ES: Espanha; CH: Suíça; TR: Turquia; UK: Reino Unido) (adaptado de EPIA, 2014b).	13
Figura 2.4 - O mercado da energia elétrica e o mercado dos certificados verdes (Matos, et al., 2005)	18
Figura 2.5 - Distribuição de verbas (M€) para a promoção de uma economia com baixas emissões de carbono, no âmbito do POSEUR (POSEUR, 2015).	19
Figura 2.6 - Estrutura das tarifas no mercado livre (ERSE, 2015f).	23
Figura 2.7 - Estrutura das tarifas transitórias no mercado regulado (ERSE, 2015f).	23
Figura 2.8 - Composição dos preços de eletricidade em MT (adaptado de ERSE, 2015b).	25
Figura 2.9 - Composição dos preços de eletricidade em BTE (adaptado de ERSE, 2015b).	25
Figura 2.10 - Composição dos preços de eletricidade em BTN>20,7 kVA (adaptado de ERSE, 2015b).	26
Figura 2.11 - Composição dos preços de eletricidade em BTN≤20,7 kVA (adaptado de ERSE, 2015b).	26
Figura 2.12 - Evolução dos preços de eletricidade em Portugal entre 1991 e 2014 (adaptado de Pordata, 2015).	27
Figura 2.13 - Evolução da taxa de inflação da eletricidade em Portugal (adaptado de Pordata, 2015).	27
Figura 2.14 - Mapa de irradiância global na Europa (kWh/m ²) (PVGIS, 2012).	29
Figura 2.15 - LCOE (c€/kWh) para novas centrais fotovoltaicas na Europa do sul e central (adaptado de Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).	30
Figura 2.16 - LCOE (c€/kWh) para novas centrais fotovoltaicas no sul da Alemanha e no sul de Espanha a diferentes WACC (adaptado de Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).	31
Figura 2.17 - Custo de produção de energia solar, petróleo bruto e gás natural (USD/MWh), de 2000 até novembro de 2014 (adaptado de The Economist Espresso, 2015).	31
Figura 2.18 - Preços médios mensais (€/Wp) dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, por fabricante, vendidos na Europa, de maio de 2009 a maio de 2015 (adaptado de Solar Server, 2015).	32
Figura 2.19 - Custo total (€/kWp) de um sistema fotovoltaico na Alemanha em 2014 e intervalo de custos em 2050, assumindo o pior e melhor cenário (adaptado de Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).	34

Figura 2.20 - Potência solar fotovoltaica instalada e investimento, 2004-2013 (REN21, 2014).	34
Figura 2.21 - Simulação da paridade da rede no setor residencial (PV Parity, 2015).	35
Figura 2.22 - Simulação da paridade da rede no setor comercial/industrial (PV Parity, 2015).	35
Figura 3.1 – Metodologia utilizada para a seleção da melhor potência a instalar segundo a TIR.	54
Figura 4.1 - Custo do sistema para diferentes potências instaladas e respetiva função.	65
Figura 4.2 – Perfil de consumo diário médio da FCT-UNL em 2014.	67
Figura 4.3 – Potência média para cada dia da semana na FCT-UNL em 2014.	68
Figura 4.4 – Energia consumida (MWh) mensalmente pela FCT-UNL (faturas de 2014).	68
Figura 4.5 - Energia consumida (MWh) mensalmente pela FCT-UNL (telecontagem de 2014).	69
Figura 4.6 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (FCT-UNL).	72
Figura 4.7 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (FCT-UNL).	73
Figura 4.8 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (FCT-UNL).	73
Figura 4.9 – Perfil de consumo diário da indústria em 2014.	79
Figura 4.10 – Potência média solicitada (kW) em cada dia da semana na indústria em 2014.	79
Figura 4.11 – Energia consumida (MWh) mensalmente pela indústria (telecontagem de 2014).	80
Figura 4.12 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (indústria).	83
Figura 4.13 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (indústria).	83
Figura 4.14 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (indústria).	84
Figura 4.15 – Perfil de consumo diário da instituição social em 2013.	87
Figura 4.16 – Energia faturada (MWh) mensalmente à instituição em 2013.	88
Figura 4.17 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (instituição).	90
Figura 4.18 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (instituição).	91
Figura 4.19 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (instituição).	91
Figura 4.20 – Perfil de consumo diário do comércio para um dia útil típico em 2015.	95
Figura 4.21 – Perfil de consumo diário do comércio para um sábado típico em 2015.	95
Figura 4.22 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (comércio).	99
Figura 4.23 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (comércio).	99
Figura 4.24 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (comércio).	100
Figura 4.25 – Perfil de consumo diário do restaurante para um dia de funcionamento típico em 2015.	103

Figura 4.26 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (restaurante).	107
Figura 4.27 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (restaurante).	107
Figura 4.28 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (restaurante).	108

Índice de tabelas

Tabela 2.2 - Principais características do Decreto-Lei n.º 363/2007 e do Decreto-Lei n.º 34/2011 (MAOTE, 2014).	36
Tabela 2.3 - Principais características das UPP ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014.....	37
Tabela 2.4 - Principais características das UPAC ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014.	45
Tabela 2.1 – Perfis de consumo típicos para diferentes consumidores (adaptada de SMA, 2013).	46
Tabela 3.1 - <i>Inputs e outputs</i> das simulações efetuadas no PVsyst.....	55
Tabela 4.1 – Custo do sistema para diferentes potências instaladas.....	65
Tabela 4.2 – Encargos com eletricidade referentes ao ano de 2014 (faturas da EDP da FCT-UNL).	66
Tabela 4.3 – Tarifas consideradas para a FCT-UNL.	67
Tabela 4.4 – Simulações de potência instalada para a FCT-UNL num horizonte de 25 anos (IVA incluído).	70
Tabela 4.5 – Encargos, rendimento e poupança da FCT-UNL durante o primeiro com UPAC.	73
Tabela 4.6 – Análise de sensibilidade efetuada ao investimento do projeto.	74
Tabela 4.7 – Análise de sensibilidade efetuada à taxa de atualização.	74
Tabela 4.8 – Análise de sensibilidade efetuada ao aumento do preço de eletricidade.	75
Tabela 4.9 – Análise de sensibilidade efetuada à depreciação anual de produção de eletricidade.	75
Tabela 4.10 – Análise de sensibilidade efetuada à compensação dos CIEG.	75
Tabela 4.11 – Análise de cenários para a FCT-UNL com taxa de atualização de 4%.....	76
Tabela 4.12 – Análise de cenários para a FCT-UNL com taxa de atualização de 7%.....	77
Tabela 4.13 – Análise de cenários para a FCT-UNL com taxa de atualização de 10%.....	77
Tabela 4.14 – Tarifas consideradas para a indústria.	79
Tabela 4.15 – Simulações de potência instalada para a indústria num horizonte de 25 anos (IVA incluído).	81
Tabela 4.16 – Encargos, rendimento e poupança da FCT-UNL durante o primeiro com UPAC.	84
Tabela 4.17 – Análise de cenários para a indústria com taxa de atualização de 4%.....	85
Tabela 4.18 – Análise de cenários para a indústria com taxa de atualização de 7%.....	85
Tabela 4.19 – Análise de cenários para a indústria com taxa de atualização de 10%.....	86
Tabela 4.20 – Tarifas consideradas para a instituição.	87
Tabela 4.21 – Simulações de potência instalada para a instituição num horizonte de 25 anos (IVA incluído).	89
Tabela 4.22 – Encargos, rendimento e poupança da instituição durante o primeiro com UPAC.	91
Tabela 4.23 – Análise de cenários para a instituição com taxa de atualização de 4%.	92
Tabela 4.24 – Análise de cenários para a instituição com taxa de atualização de 7%.	93

Tabela 4.25 – Análise de cenários para a instituição com taxa de atualização de 10%.	93
Tabela 4.26 – Tarifa considerada para o comércio.	94
Tabela 4.27 – Simulações de potência instalada para o comércio num horizonte de 25 anos (IVA incluído).	96
Tabela 4.28 – Simulações de potência instalada para o comércio com tarifa bi-horária, num horizonte de 25 anos (todos os valores incluem IVA).	97
Tabela 4. 29 – Encargos, rendimento e poupança do comércio durante o primeiro com UPAC.	100
Tabela 4.30 – Análise de cenários para o comércio com taxa de atualização de 4%.	101
Tabela 4.31 – Análise de cenários para o comércio com taxa de atualização de 7%.	101
Tabela 4.32 – Análise de cenários para o comércio com taxa de atualização de 10%.	102
Tabela 4.33 – Tarifas consideradas para o restaurante.	103
Tabela 4.34 – Simulações de potência instalada para o restaurante num horizonte de 25 anos (IVA incluído).	105
Tabela 4.35 – Simulação da melhor potência a instalar no restaurante considerando que não encerra no mês de agosto (todos os valores incluem IVA).	106
Tabela 4.36 – Encargos, rendimento e poupança do restaurante durante o primeiro com UPAC.	108
Tabela 4.37 – Análise de cenários para o restaurante com taxa de atualização de 4%.	109
Tabela 4.38 – Análise de cenários para o restaurante com taxa de atualização de 7%.	109
Tabela 4.39 – Análise de cenários para o restaurante com taxa de atualização de 10%.	110
Tabela 4.40 – Síntese dos resultados obtidos	111

Lista de abreviaturas e siglas

APA	Agência Portuguesa do Ambiente
APE	Associação Portuguesa da Energia
APESF	Associação Portuguesa de Empresas do Sector Fotovoltaico
AT	Alta Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CF	<i>Cash Flow</i>
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIVA	Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado
CUR	Comercializador de Último Recurso
EDP	Energias de Portugal
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EEGO	Entidade Emissora de Garantias de Origem
E-FER	Energia Proveniente de Fontes de Energia Renovável
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
UE	União Europeia
FEEI	Fundos Europeus Estruturais e de Investimento
FER	Fontes de Energia Renovável
FIP	<i>Feed in Premium</i>
FIT	<i>Feed in Tariff</i>
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases de Efeito de Estufa
IEC	Imposto Especial de Consumo de Eletricidade
IVA	Imposto de Valor Acrescentado
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MAOTE	Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia
MAT	Muito Alta Tensão

MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PDR	Programa de Desenvolvimento Rural
PTHPT	Potência Tomada em Horas de Ponta
POSEUR	Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos
POTVT	Programa Operacional Temático Valorização do Território
PRA	Período de Recuperação Atualizado
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
QREN	Quadro de Referência Estratégica Nacional
REN	Redes Energéticas Nacionais
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROI	Retorno do Investimento
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
TAN	Taxa Anual Nominal
TI	Tecnologias de Informação
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UGS	Uso Global do Sistema
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
VAL	VAL - Valor Atual Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento e justificação do estudo

A fatura da entropia a pagar pelas Primeira e Segunda Revolução Industrial está quase a chegar à sua data de vencimento. Duzentos anos a queimar carvão, petróleo e gás para alimentar um estilo de vida industrializado, com a previsão de um aumento de 56% de consumo energético mundial entre 2010 e 2040, resultaram na libertação de quantidades impressionantes de dióxido de carbono (CO₂) e outros gases efeitos de estufa (GEE) para a atmosfera, ameaçando, desta forma, uma mudança catastrófica na temperatura da terra, com consequências potencialmente devastadoras para a vida futura (Rifkin, 2011).

Atualmente, três quartos da energia consumida no mundo são providenciados pelo trio de combustíveis fósseis – petróleo, carvão e gás natural. Contudo, a energia fóssil deixou de ser barata, aumentaram as preocupações acerca dos efeitos ambientais negativos da combustão e, devido ao elevado ritmo de extração, começou a haver mais consciência da natureza finita dos combustíveis fósseis (Castro, 2011).

Os sistemas energéticos mundiais têm sofrido grandes alterações, verificando-se uma mudança de paradigma e reposicionamento das energias renováveis como alternativas aos combustíveis fósseis. Estas contribuem para a redução das emissões de GEE, diversificam o aprovisionamento energético e reduzem a dependência em relação a mercados de combustíveis fósseis voláteis e pouco fiáveis, em particular os do petróleo e do gás. No início deste século, a União Europeia (UE) estabeleceu dois objetivos: transformar-se numa sociedade sustentável sem emissões de carbono e fazer da Europa a economia mais vibrante do mundo (Rifkin, 2011).

A legislação da UE relativamente à promoção das energias renováveis evoluiu significativamente nos últimos anos. A Diretiva 2009/28/CE, relativa às energias renováveis, que revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, estabelece como meta obrigatória que 20% da energia final consumida na UE seja proveniente de fontes renováveis até 2020 (Directiva nº2009/28/CE). Uma nova meta de 27% a ser atingida até 2030 já foi acordada pelos Estados-Membros (Kerebel, 2015).

A instalação de sistemas fotovoltaicos (FV) cresceu principalmente a partir de 2005, em particular na União Europeia. A adoção de instrumentos de incentivo às fontes de energia renovável (FER) foi um fator determinante para sustentar o seu crescimento (Dinçer, 2011; Sarasa-Maestro, et al., 2013).

As tarifas *feed-in* (FIT) são o instrumento de incentivo às FER mais antigo e também mais utilizado do mundo. As FIT consistem num mecanismo de remuneração baseado no preço de produção de energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis (E-FER), através do estabelecimento de uma tarifa de venda de energia produzida por fontes renováveis acima da tarifa de mercado. Neste regime de incentivo, o comercializador compra a energia

produzida através de fontes renováveis ao produtor por um período pré-determinado e com obrigatoriedade de compra (Ringel, 2006).

Embora as FIT ainda sejam consideradas ferramentas eficazes na promoção de produção de energia a partir de fontes renováveis, o constante decréscimo dos preços da tecnologia FV e o aumento simultâneo dos preços de eletricidade, estimularam a paridade da rede em países como Portugal e Alemanha (Ameli & Kammen, 2014).

O autoconsumo e *net metering* são dois conceitos relacionados com a chegada da paridade da rede. Ambos os conceitos assentam em modelos onde os seus utilizadores consomem energia elétrica produzida a partir das suas FER, sem recurso a subsídios governamentais (Talavera, et al., 2014).

O mecanismo de tarifas bonificadas implementado desde de 2007, através do Decreto-Lei n.º363/2007, foi essencial na promoção da produção descentralizada de energia a partir de fontes renováveis em Portugal. Contudo, a crise económica e respetivos desincentivos financeiros no setor, traduzidos em tarifas bonificadas gradualmente menores, inviabilizaram o setor da energia solar fotovoltaica.

O novo Decreto-Lei n.º153/2014, de 20 de outubro, criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público (RESP) a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de pequena produção.

Portugal é um dos países que já atingiu a paridade da rede. Neste contexto, será o autoconsumo um modelo viável do ponto de vista económico?

A principal motivação desta dissertação é avaliar a viabilidade económica do regime de autoconsumo de energia solar fotovoltaica em Portugal, no setor não residencial.

1.2. Objetivos

O trabalho descrito nesta dissertação teve como principal objetivo a avaliação da viabilidade económica do autoconsumo de energia solar fotovoltaica em Portugal no setor não residencial, no âmbito do novo Decreto-Lei publicado no Diário da República n.º153/2014, Série I, de 20 de novembro de 2014, que regula a produção descentralizada de energia.

Relativamente aos objetivos específicos, destacam-se:

- i. Levantamento de perfis de consumo típicos de vários tipos de instalações do setor não residencial;
- ii. Análise de cinco casos de estudo, nomeadamente: universidade, indústria alimentar, instituição de ação social, comércio e restaurante - baseada em dados reais já existentes ou recolhidos no terreno;
- iii. Extrapolar os resultados obtidos para outro tipo de instalações, com base no levantamento de perfis de consumo típicos.

1.3. Estrutura da dissertação

A dissertação encontra-se dividida em seis capítulos principais, sendo o primeiro de carácter introdutório, onde é feito o enquadramento do tema, os objetivos do presente estudo e a estrutura da dissertação.

No segundo capítulo é feita uma revisão bibliográfica dos seguintes temas: o estado de arte do mercado de energia solar fotovoltaica, a nível mundial e nacional; mecanismos de promoção da energia solar fotovoltaica, onde se destaca o autoconsumo; a disposição do sistema elétrico nacional, bem como a estrutura das tarifas de venda ao cliente final; a paridade da rede; e a nova legislação nacional que regula a produção elétrica descentralizada em Portugal.

No terceiro capítulo é descrita a metodologia utilizada para a análise da viabilidade económica de cinco casos de estudo, a qual compreendeu três fases: a primeira referente à recolha e tratamento de dados, a segunda relativa ao dimensionamento do sistema fotovoltaico no *software PVsyst* e a terceira referente à análise económica realizada no *software MS Excel*.

No quarto capítulo é feita a descrição dos cinco casos de estudo e a apresentação dos resultados.

No quinto capítulo é feita a discussão dos resultados obtidos.

No sexto capítulo são apresentadas as principais conclusões do presente estudo e sugestões para trabalhos futuros.

No sétimo capítulo é feita a listagem das referências bibliográficas utilizadas na dissertação.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

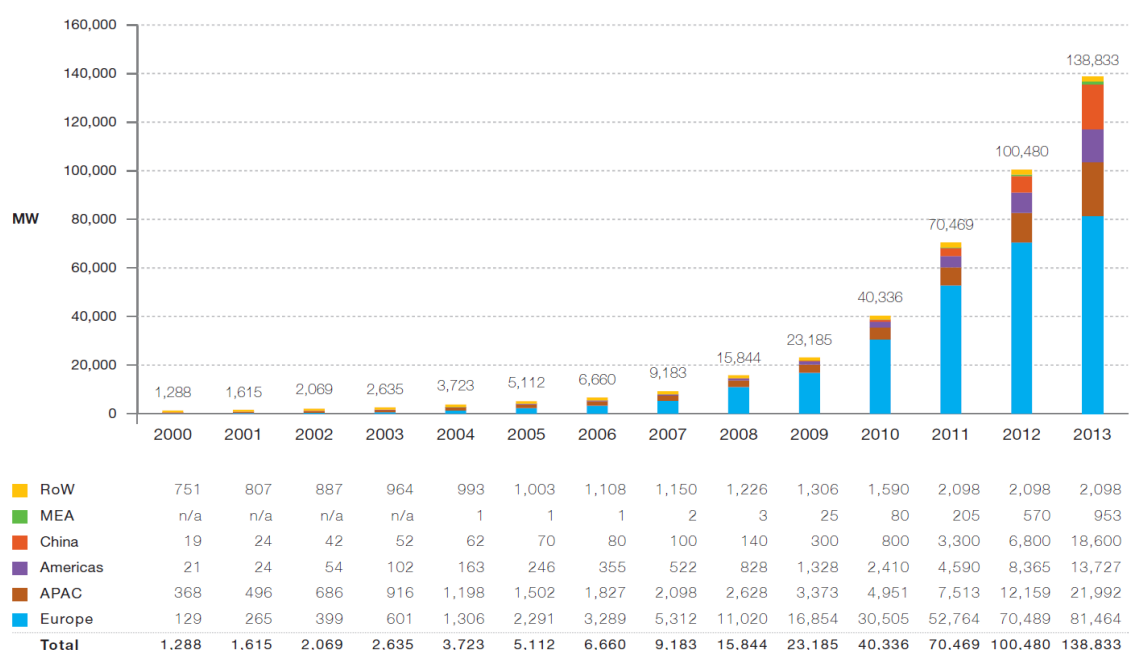
2.1. Mercado da energia solar fotovoltaica

2.1.1. Panorama global

Em 2013 houve um aumento de 38,4 GW na capacidade fotovoltaica instalada mundial, perfazendo uma potência acumulada de 138,9 GW – um valor capaz de produzir 160 TWh de energia elétrica por ano. Este volume de energia é suficiente para suprir o consumo elétrico de 45 milhões de casas Europeias (EPIA, 2014a).

A nível mundial, a Europa representou 74% das novas instalações de fotovoltaico em 2011, cerca de 55% no ano seguinte e apenas 29% no ano de 2013. Pela primeira vez, desde o ano de 2003, a Europa não foi o principal mercado de fotovoltaico, tendo sido ultrapassada pela China em nova potência fotovoltaica instalada. Este decréscimo foi o resultado das decisões políticas de redução de incentivos no setor da energia (EPIA, 2014a).

A Europa ainda é líder mundial em termos de potência fotovoltaica instalada acumulada (81,5 GW em 2013). Isto representa cerca de 59% da potência fotovoltaica instalada acumulada mundial, abaixo dos 70% registados em 2012 e dos 75% em 2011. Os países Asiáticos aumentaram a sua potência fotovoltaica instalada em 47% do ano de 2012 para o de 2013, o que se traduziu numa potência fotovoltaica instalada acumulada de 40,6 GW. O continente Americano, terceiro do ranking, totaliza 13,7 GW. A figura 2.1 mostra a evolução global do mercado fotovoltaico em termos de potência instalada acumulada entre os anos de 2000 e 2013.



RoW: Rest of the World. MEA: Middle East and Africa. APAC: Asia Pacific.
Methodology used for RoW data collection has changed in 2012.

Figura 2.1 - Evolução global da potência fotovoltaica instalada acumulada 2000-2013 (EPIA, 2014a).

Analisando a figura 2.1, verifica-se um progresso no mercado fotovoltaico em 2013. Após dois anos de 30 GW de potência fotovoltaica instalada anualmente, o mercado atingiu os 38 GW em 2013 – novo recorde mundial. De salientar que a potência fotovoltaica instalada fora da Europa quase que duplicou de 30 GW em 2012 para perto de 60 GW em 2013, assinalando uma nova tendência no mercado fotovoltaico.

No relatório da *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21, 2014), 144 países possuíam metas para energias renováveis em 2014, dos quais 138 tinham políticas de incentivo para as suportar.

Este é um claro indicador da proliferação das energias renováveis por todo o mundo. Atualmente, as tecnologias de energia renovável são vistas, não só como ferramentas para a melhoria da segurança energética e de combate às alterações climáticas, mas também são reconhecidas como um investimento com vantagens diretas e indiretas em termos económicos através da redução da dependência de combustíveis fósseis importados, melhorando a qualidade do ar e segurança, melhorando o acesso e segurança energética, bem como gerando emprego. Atualmente a energia solar fotovoltaica emprega 2,3 milhões de pessoas em todo o mundo, representando quase 38% do emprego gerado por tecnologias de FER (REN21, 2014).

2.1.2. Panorama nacional

No panorama nacional, de 2005 a Janeiro de 2015, a tecnologia renovável com maior crescimento em potência instalada foi a eólica, de 1,1 GW para cerca de 5 GW. No entanto, em termos relativos a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual de 3 MW para 414 MW (DGEG, 2014).

O Decreto-Lei n.º363/2007 de 2 de novembro e o Decreto-Lei n.º34/2011 de 8 de março enquadraram a produção e comercialização de energia elétrica em regimes de microprodução (produção descentralizada de pequena escala através de fontes renováveis até 11,04kW) e miniprodução (produção descentralizada de pequena escala até 250KW, através de fontes renováveis), respetivamente. A figura 2.2 mostra a evolução da potência renovável instalada, em território Português, abrangida pelos regimes de microprodução e miniprodução.

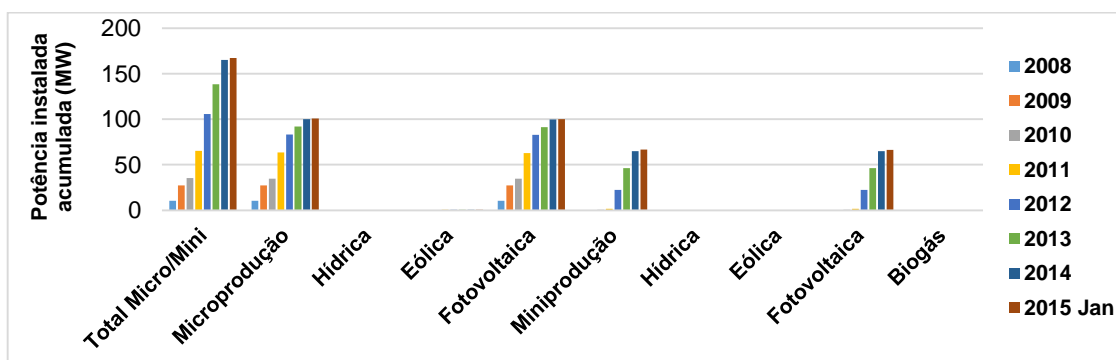


Figura 2.2 - Potência instalada acumulada renovável nos regimes de micro e miniprodução em Portugal (adaptado de DGEG, 2014).

Observando a figura 2.2 é possível tirar as seguintes ilações:

- Em Janeiro de 2015 39% da potência fotovoltaica instalada acumulada em Portugal correspondia aos sistemas de microprodução e miniprodução de energia;
- Em Janeiro de 2015 o fotovoltaico representava 99,6% dos sistemas de miniprodução e microprodução;
- O ano de 2011 foi aquele em que se instalou mais potência fotovoltaica (41 MW), traduzindo-se em mais 63% de potência instalada face ao ano anterior;
- De Fevereiro de 2014 a Janeiro de 2015 o mercado fotovoltaico de microprodução e miniprodução apenas cresceu 1%.

Na opinião do Presidente da APESF (Associação Portuguesa de Empresas do Sector Fotovoltaico), Eng.º Carlos Sampaio, a publicação em Outubro de 2014 do Decreto-Lei n.º 153/2014, que regulamenta a produção descentralizada de energia, trouxe uma nova esperança ao setor fotovoltaico português. Esta esperança surge fundamentalmente com o autoconsumo, dado que não se encontra limitado por quotas, nem se encontra sujeito a publicação de tarifas de referência. No entanto, ainda não se encontram reunidas todas as condições para que o setor consiga operar corretamente.

Neste momento, as principais dificuldades estão relacionadas com a falta da publicação de alguns aspetos de definição de equipamentos, aspetos de carácter técnico e alguns procedimentos (Sampaio, 2015).

Relativamente à definição de equipamentos, destaca-se a necessidade de serem publicadas as listagens de inversores homologados e contadores homologados de energia elétrica (Sampaio, 2015).

No que diz respeito aos aspetos técnicos, é fundamental serem esclarecidos os locais permitidos para a instalação dos contadores de produção (Sampaio, 2015).

Ao nível dos procedimentos destaca-se, por exemplo, como deverá ser feito um registo no SERUP (Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção) de um sistema de autoconsumo que pretenda injetar na rede, mas não pretenda ser remunerada (Sampaio, 2015).

O setor encontra-se numa fase crítica. Por um lado, está na iminência de começar a ser descredibilizado junto dos clientes finais, dada a falta de informação. Por outro lado, muitas das empresas do setor não conseguem manter-se por muito mais tempo, dado que a sua atividade desde que o Decreto-Lei foi aprovado, tem-se resumido a uma atividade comercial que não pode evoluir para a concretização de negócios (Sampaio, 2015).

2.2. Mecanismos de promoção da energia fotovoltaica

2.2.1. *Feed in Tariff*

A *Feed in Tariff* (FIT), introduzida pela Alemanha em 1991, é a principal política mundial de incentivo à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável. Na União Europeia, o número de Estados-Membros que usava o sistema *feed in* aumentou de 9 em 2000 para 24 em 2012, sendo que 20 usavam-no como o principal instrumento de suporte. Esta política provou ser um instrumento de sucesso na promoção de energias renováveis, em particular a energia solar fotovoltaica (REN21, 2014; Ragwitz, et al., 2012; García-Alvarez & Mariz-Pérez, 2012).

Pode-se definir FIT como um modelo financeiro em que um produtor de eletricidade a partir de fontes de energia renovável é remunerado por cada kWh vendido à comercializadora de energia, com base numa tarifa fixa inicial. Neste mecanismo remuneratório o comercializador compra a energia produzida ao produtor por um período pré-determinado e com obrigatoriedade de compra, tipicamente entre 15 a 20 anos (Ramli & Twaha, 2015; Jenner, et al., 2013).

Existem diversas tipologias na conceção de um mecanismo FIT que o tornam único na sua estrutura bem como nos seus incentivos, a saber (Couture & Gagnon, 2010; Jenner, et al., 2013):

- *Feed in Tariff* vs. *Feed in Premium* (FIP): a FIT pode ser estruturada com uma tarifa fixa, garantindo que a eletricidade produzida é vendida à rede elétrica a um preço fixo, ou tarifa *premium*, que adiciona um bónus ao preço de venda do mercado grossista de eletricidade. O uso de tarifas *premium* tem vindo a aumentar na Europa. Em 2012, a Dinamarca, a República Checa, a Estónia, a Finlândia, a Alemanha, a Itália, a Holanda, a Eslováquia, a Eslovénia e a Espanha usavam tarifas *premium*, em combinação com outros instrumentos de suporte, como o principal instrumento de incentivo à produção de eletricidade de origem renovável (Ragwitz, et al., 2012);
- Custos de alocação: a diferença entre a tarifa de energia injetada pelo produtor na rede elétrica e a tarifa do mercado grossista de eletricidade recai sobre os consumidores de eletricidade ou sobre o orçamento de estado. Na consulta pública do conselho de reguladores do MIBEL (Mercado Ibérico da Energia Elétrica) de dezembro de 2011, o grupo EDP (Energias de Portugal) refere que os custos associados à natureza do recurso em si (serviços de sistema induzidos pela intermitência/volatilidade do recurso e associados ao perfil de produção ponta/vazio do próprio recurso) e às instalações de reserva (sistemas de *backup*) suportados pelo comercializador de último recurso (CUR) deveriam repercutir-se tarifariamente nos consumidores. As justificações apontadas pelo grupo EDP para esta alocação de custos centraram-se na redução de importações de energia e diminuição de emissões de CO₂ para os consumidores de eletricidade (EDP, 2011);

- **Contenção de custos:** na conceção de modelos FIT, os países podem ou não limitar a capacidade a ser instalada, o número de contratos tarifários e os custos associados em cada ano. Em 2012, Chipre, Estónia, Irlanda, Letónia, Espanha e Portugal definiram limites na potência a instalar, enquanto a Áustria e a Holanda estabeleceram limites para os custos associados ao financiamento dos mecanismos;
- **Duração do contrato:** Um modelo FIT pode variar no período do contrato e no tempo em que fornece tarifas mais altas. Alguns países definem tarifas altas durante um curto período de tempo, outros fornecem tarifas mais baixas mas com maior duração;
- **Valor da tarifa:** os valores tarifários a receber pelos produtores de energia podem variar entre países e também com o tipo de tecnologia. Os fatores que influenciam o valor da tarifa são: o custo de produção, a localização, o tamanho da instalação e a finalidade do edifício onde o sistema se encontra;
- **Taxa de degradação:** numa política FIT o valor da tarifa a ser pago ao produtor de energia pode diminuir de acordo com o número de anos do contrato. O objetivo é ajustar gradualmente o incentivo fornecido pela FIT e aumentar a viabilidade económica das tecnologias de energias renováveis ao longo do tempo.

Vários autores (Jenner, et al., 2013; Couture & Gagnon, 2010; Bolkesjø, et al., 2014) concluíram que a FIT é o melhor sistema de incentivo no desenvolvimento e disseminação das tecnologias renováveis e o que menos risco comporta para os seus investidores - produtores de energia - por ser uma política que implica a existência de um contrato de compra e venda obrigatória de energia durante um período pré-determinado. Contudo, a redução de preços da tecnologia fotovoltaica combinada com tarifas muito altas sem limites estabelecidos podem levar a capacidades instaladas inesperadas, aumentando os custos políticos em alguns países para níveis questionáveis, como foi o caso de Portugal (Cherrelle, 2012).

Falconett & Nagasaka (2010) demonstraram que a FIT é o mecanismo que melhor se adequa ao fotovoltaico e eólica, mas que é ineficaz quando estas tecnologias atingirem um certo nível de maturidade.

Nos últimos anos, a maioria das ações relativas às políticas *feed in* centraram-se em modificações dos modelos já existentes, sendo que em 2013 apenas o Equador e o Cazaquistão implementaram estes incentivos. Diversos países Europeus reduziram, e em alguns casos removeram, as FIT com efeitos retroativos no mercado do fotovoltaico. É o caso da República Checa que, em Janeiro de 2014, aprovou legislação para remover as FIT de todas as tecnologias renováveis; da Grécia, Lituânia e Alemanha que têm vindo a reduzir os valores das FIT; da Itália e da Holanda que removeram as FIT para novos projetos fotovoltaicos assim que o seu limite orçamental definido para apoiar este mecanismo foi atingido; de Portugal que, em 2013, reduziu as tarifas em 60% para projetos fotovoltaicos de pequena escala e, em 2014, removeu o sistema FIT para novos projetos (EPIA, 2014a; REN21, 2014).

É expectável que este modelo esteja cada vez menos presente a nível mundial à medida que o custo de investimento em projetos fotovoltaicos decresça. Assim, é necessário encontrar

uma alternativa às FIT, para que a produção de eletricidade descentralizada a partir de fontes renováveis seja remunerada justamente.

2.2.2. Autoconsumo

Descrição do conceito

Em 1996, o processo de liberalização iniciado no setor energético Europeu teve um grande objetivo: garantir preços de energia acessíveis a todos os consumidores dando-lhes a possibilidade de escolher o seu fornecedor de energia em função de ofertas competitivas. Entretanto, a situação melhorou mas está longe de ser perfeita. Este processo apenas ficará completo quando os consumidores forem livres de escolher entre o seu fornecedor de energia e eles próprios, ou seja, quando forem capazes de produzir e consumir a sua própria energia - processo designado por autoconsumo - tornando-se competitivos com a oferta do mercado grossista de eletricidade (EPIA, 2013).

Muitas associações internacionais e nacionais afirmam que, com o crescimento notável do setor fotovoltaico, o autoconsumo é o futuro do consumidor final de energia e ainda a solução para a competitividade da energia fotovoltaica com outras fontes de energia (EPIA, 2013).

A transição de uma política FIT para uma de autoconsumo significa que deixa de existir um apoio financeiro fixo e que a poupança associada ao consumo da energia produzida acaba por compensar mais do que a remuneração anteriormente recebida. O produtor deixa de ser produtor da rede para passar a ser produtor-consumidor – *prosumer*.

Atualmente, existem dois mecanismos diferentes que permitem a produção e respetivo consumo de eletricidade fotovoltaica – o *net metering* e o autoconsumo (REN21, 2014; EPIA, 2014a).

O *net metering* é um sistema de medição líquida de energia que permite que o consumidor de energia elétrica injete na rede elétrica a eletricidade produzida pela sua fonte de energia renovável, de forma a compensar parte ou a totalidade dos seus consumos. A rede elétrica funciona como um sistema de armazenamento virtual a longo prazo, até um ano, pois permite que a energia injetada seja consumida posteriormente ao seu momento de produção. Este é um fator importante pois possibilita que o consumidor utilize a energia armazenada na rede nos períodos em que o seu sistema de energia renovável não produza energia elétrica suficiente para compensar as necessidades energéticas da sua instalação (Dargouth, et al., 2011; Poullikkas, 2013).

Para que o consumidor saiba a quantidade de eletricidade injetada na rede é necessária a instalação de um contador bidirecional que faça a contagem dos fluxos de energia em ambos os sentidos – energia consumida da rede e energia entregue à rede – ou de dois contadores unidirecionais, um para cada situação. O contador bidirecional regista o balanço energético líquido da instalação, aumentando quando o cliente consome energia da rede e diminuindo

quando o seu sistema de produção de eletricidade produz mais energia do que a consumida pela instalação (Poullikkas, 2013).

No final de cada período de faturação é cobrado ao cliente o balanço líquido de energia da instalação. Caso se verifique que a eletricidade produzida foi superior à consumida, o cliente receberá uma compensação na forma de créditos energéticos (kWh) ou monetários (€). Os créditos energéticos são atribuídos à conta do cliente e poderão ser utilizados para compensar eventuais balanços energéticos negativos (Poullikkas, 2013).

Existem poucos artigos científicos com uma definição clara do que é o autoconsumo e quais as suas variantes. Esta dissertação apresenta o conceito de autoconsumo de acordo com o Decreto-Lei n.º153/2014, de 20 de outubro, o qual criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à RESP a partir de recursos renováveis.

O autoconsumo é um sistema que permite ao *prosumer* consumir toda a energia elétrica produzida pela sua fonte de energia renovável. Existe a possibilidade de ligar o sistema com capacidade correspondente às necessidades energéticas ou às da instalação, com ou sem ligação à rede (sistema autónomo), podendo ter, ou não, um sistema de armazenamento. Caso seja um sistema de autoconsumo ligado à rede pode haver, ou não, injeção da energia elétrica produzida na rede. Se o sistema injetar energia na rede, o *prosumer* é compensado por cada kWh injetado a um valor muito mais baixo do que o do mercado grossista de eletricidade (EPIA, 2013; Luthander, et al., 2015).

Sistemas de autoconsumo

Os sistemas de autoconsumo isolados estão isentos de ligação à RESP. A sua instalação é concebida para alimentar um conjunto de cargas que operam isoladas da RESP, durante todo o ano. Neste tipo de sistemas toda a energia consumida é gerada no local da instalação, podendo o excesso de produção ser armazenado em baterias (Carneiro, 2009).

Este tipo de sistemas, para além de integrarem os módulos fotovoltaicos, deve incluir os seguintes equipamentos:

- As baterias: a sua principal função é garantir a alimentação dos consumos de energia elétrica nos períodos em que o recurso solar não está disponível (período noturno);
- O regulador de carga: a sua principal função é efetuar a gestão de carga das baterias;
- O inversor: quando existem cargas a alimentar em corrente alternada, a sua principal função consiste em converter a tensão contínua em tensão alternada, com a frequência e amplitude da rede (Carneiro, 2009).

Nos sistemas de autoconsumo ligados à RESP a energia consumida pode ser obtida a partir da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ou da RESP, havendo sempre prioridade à que

é autoproduzida localmente. Como referido anteriormente, neste tipo de sistemas pode haver injeção do excesso de eletricidade produzida na RESP.

Quando não há injeção do excedente na RESP, a energia autoproduzida pode ser utilizada instantaneamente, ser armazenada em baterias ou dissipada (inversor limita a potência). Este tipo de sistemas deve ter equipamentos que analisem o fluxo de energia no ponto de entrada da instalação, para que:

- O inversor converta só a energia que as cargas da instalação solicitem, evitando assim injeção de excedentes na RESP;
- Quando a produção de energia fotovoltaica não satisfaça os consumos, a RESP garanta a energia necessária para suprir a procura.

Se o sistema tiver capacidade de armazenar energia, esses equipamentos devem analisar o fluxo de energia no ponto de entrada, para que:

- O inversor e regulador de carga produzam só a energia que as cargas da instalação solicitam, sendo o excedente armazenado em baterias;
- Quando a produção de energia fotovoltaica for insuficiente, o sistema vá consumir prioritariamente a energia armazenada em baterias.

Os sistemas de autoconsumo ligados à RESP com injeção do excedente de energia fotovoltaica têm que respeitar algumas normas técnicas em termos de limite de produção, limite de tensão, entre outras. Os fluxos de eletricidade são medidos num contador e posteriormente tarifados com as normas regulamentares em vigor. Se o sistema não tiver capacidade de armazenamento irá comportar-se da seguinte da maneira:

- Quando a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é superior à consumida pela instalação, a energia é injetada na RESP;
- Se o consumo da instalação é superior à produção do sistema, a energia é fornecida pela RESP.

Caso seja implementado um sistema de armazenamento de energia, parte da energia excedente pode ser armazenada e posteriormente utilizada, aumentando a taxa de autoconsumo.

Autoconsumo na Europa

Os sistemas de autoconsumo têm vindo a ser adotados em vários países Europeus. Em alguns países, modelos de *net metering* entraram em vigor como, por exemplo, na Bélgica, Dinamarca e Holanda, enquanto outros países favoreceram os mecanismos que promovem o autoconsumo, como são exemplo Portugal, Espanha, Alemanha, Itália e Reino Unido (EPIA, 2013).

A figura 2.3 apresenta os países da União Europeia mais Suíça, Turquia e Ucrânia com modelos de autoconsumo e *net metering*. A figura foi criada com base nos dados fornecidos pelo relatório da EPIA – *European PV Support Schemes* - referente ao ano de 2014 (EPIA, 2014b).

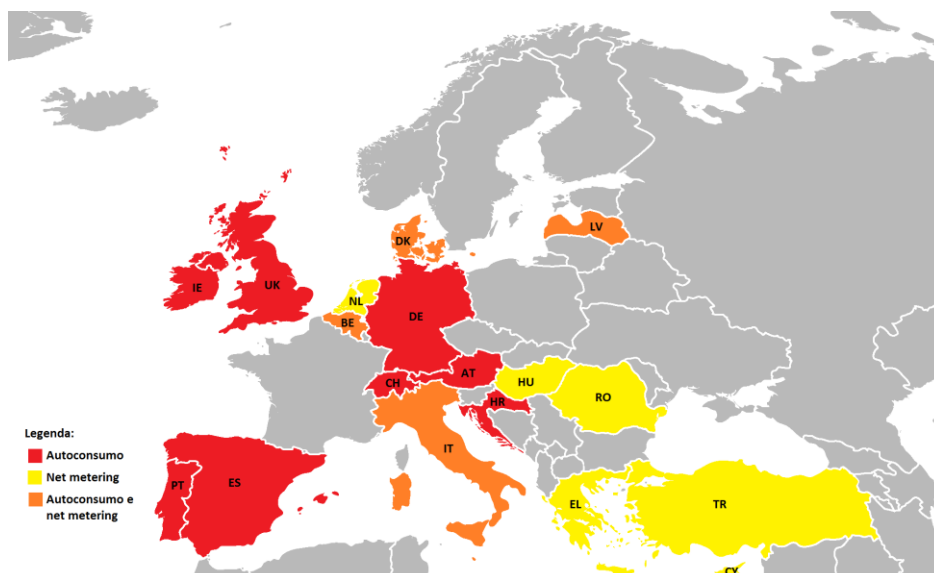


Figura 2.3 - Países Europeus com políticas *prosumer*, em 2014 (AT: Áustria; BE: Bélgica; HR: Croácia; CY: Chipre; DK: Dinamarca; DE: Alemanha; EL: Grécia; HU: Hungria; LV: Letônia; MT: Malta; NL: Holanda; PT: Portugal; RO: Romênia; ES: Espanha; CH: Suíça; TR: Turquia; UK: Reino Unido) (adaptado de EPIA, 2014b).

Em Espanha é permitido instalar sistemas de autoconsumo até 100 kW, desde 2011, sem qualquer tipo de bônus associado. Espanha tem sido bastante afetada por avanços e recuos do governo nesta matéria e é um dos casos mais críticos no que diz respeito à influência das grandes produtoras elétricas nas decisões governamentais, que receiam uma queda acentuada do consumo de eletricidade caso os cidadãos optem por adotar este sistema (EPIA, 2013).

Em 2013, o governo espanhol implantou uma medida que consiste numa multa até 30 milhões de euros a quem for apanhado a consumir eletricidade proveniente de sistemas de autoconsumo, mediante a falta de uma declaração prévia ao governo. A somar a essa medida, que abalou o mercado fotovoltaico, acrescenta o imposto de 7% sobre o autoconsumo para o tornar uma solução mais cara em relação à rede normal (EPIA, 2013).

Em curso estão discussões sobre a introdução de um regime de *net metering* parcial, em que a compensação dos fluxos de energia elétrica será calculada numa base anual (EPIA, 2013).

Na Alemanha, a política do autoconsumo foi introduzida em 2011 com tarifas *premium* para a eletricidade autoconsumida. A remuneração era maior se a taxa de autoconsumo fosse superior a 30%, encorajando os *prosumers* a aumentar o consumo direto de eletricidade. O autoconsumo tornou-se, assim, mais rentável do que o modelo de tarifas *feed in premium*, o que conduziu à remoção destas tarifas e à redefinição de outro tipo de incentivos ao autoconsumo (EPIA, 2013).

Além disso, a revisão da Lei de Fontes de Energia Renovável da Alemanha em 2012 introduziu um fator limitante para injeção de energia na rede, favorecendo o autoconsumo: apenas 90% da energia produzida por um sistema integrado num modelo FIP podia ser remunerada, para sistemas a partir de 10 kW. Desde essa imposição, o autoconsumo tem sido o principal impulsionador do mercado fotovoltaico alemão (Colthorpe, 2014).

O governo alemão, no início de 2014, propôs uma alteração à estratégia nacional para as energias renováveis, particularmente no que diz respeito à taxa de autoconsumo de eletricidade renovável. Segundo esta nova proposta, seria aplicada uma taxa aos *prosumers* com sistemas fotovoltaicos com mais de 10 kW no valor de 0,03 €/kWh de energia produzida (correspondente a 50% do imposto EEG - *Erneuerbare-Energien-Gesetz*). Contudo, no dia 25 de maio de 2014, o conselho federal alemão (*Bundsrat*) reprovou esta medida e recomendou que essa taxa deveria ser limitada a 0,01€/kWh (correspondente a 15% do imposto EEG - *Erneuerbare-Energien-Gesetz*), sublinhando que os sistemas com potências inferiores a 30 kW deveriam estar isentos. Também um estudo levado a cabo pela TNS *Emnid* revela que 73% da população alemã se opunha à implementação de tais medidas (Colthorpe, 2014).

No dia 27 de junho de 2014 a lei que impunha a taxa aos *prosumers* foi aprovada pelo governo alemão, tendo entrado em vigor no dia 1 de agosto. Os proprietários de sistemas fotovoltaicos acima de 10 kW terão que pagar 30% do imposto EEG até ao fim de 2015, aumentando para 35% em 2016 e, eventualmente, para 40% em 2017 (Colthorpe, 2014).

Em Itália foi introduzido, em agosto de 2012, através do decreto *V Conto Energia*, um esquema de apoio ao autoconsumo bastante similar ao introduzido pela Alemanha em 2011. O *V Conto Energia* é necessário para obter os incentivos calculados sobre a energia produzida. No entanto, quando a energia produzida excede a consumida deve-se utilizar o modelo *Scambia Sul Posto*, criado em 2009, que garante uma remuneração económica para a quantidade de energia produzida injetada na rede e consumida instantaneamente. Este é um esquema complexo e de difícil implementação que favorece o autoconsumo, com uma mistura de premissas dos esquemas *net metering* e autoconsumo (EPIA, 2013).

Desde 6 de julho de 2013 que as instalações com potência inferior a 200 kW, tanto renováveis como de cogeração, injetam na rede o excesso de energia produzida a um preço de mercado grossista. Apesar desta alteração, consumir a energia produzida pelo sistema fotovoltaico ainda era mais rentável do que comprar ao comercializador. Atualmente, Itália possui uma grande variedade de esquemas de incentivo ao fotovoltaico, sendo que o principal passa por uma economia de energia e de custos da fatura de eletricidade com auxílio ao autoconsumo e ainda da venda de excedentes à rede elétrica.

Segundo o *Becquerel Institute*, no dia 11 de dezembro de 2014, foram introduzidas alterações no modelo *Scambia Sul Posto*, as quais contemplam custos adicionais aos proprietários de sistemas fotovoltaicos acima de 20 kW. Os custos passam pela aplicação de taxas na eletricidade consumida da rede e do sistema fotovoltaico e na potência instalada do sistema. (Becquerel Institute, 2015)

No Reino Unido os incentivos que suportam a tecnologia fotovoltaica são as FIT, os certificados verdes e ainda o autoconsumo. A tarifa de remuneração, pela eletricidade produzida, é paga independentemente de ser ou não exportada para a rede elétrica. Adicionalmente, é pago um bónus por cada kWh injetado na rede. O modelo britânico do autoconsumo assume, por defeito, que 50% da energia é autoconsumida, para sistemas abaixo dos 30 kW. A título de exemplo de como é aplicado: um *prosumer* que produza 200 kWh e consuma 150 kWh, irá receber remuneração por os 200 kWh produzidos (tarifa de produção) e os 100 kWh exportados (bónus de 50% pela energia autoconsumida), a juntar à poupança de não pagar 150 kWh ao comercializador de energia. (EPIA, 2013)

Em Portugal, no dia 20 de outubro de 2014 foi publicado em Diário da República, I Série, o Decreto-Lei n.º 153/2014. O diploma estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à produção de eletricidade destinada à venda total de energia à rede.

Benefícios do autoconsumo

O modelo de autoconsumo da energia produzida a partir de sistemas fotovoltaicos tem vantagens tanto para o *prosumer* como para a rede de distribuição elétrica, a saber:

- Minimiza os riscos de investimento: o *prosumer* não fica exposto à variação dos preços de eletricidade na parcela de energia que passa a produzir. Com o autoconsumo garante-se um preço fixo da eletricidade produzida para os 25 anos seguintes à instalação do sistema fotovoltaico;
- Aumenta a competitividade de empresas *prosumers*: o autoconsumo pode representar um aumento da sua competitividade face aos seus concorrentes, uma vez que reduzem os seus custos com a energia elétrica. Empresas com perfis de consumo regulares minimizam mais facilmente os excedentes de energia e obtêm melhores retornos de investimentos;
- Otimiza o consumo de energia: um dos desafios mais importantes na política energética europeia está relacionado com a eficiência energética. O autoconsumo pode ter um contributo importante, na medida que o seu potencial reside na sensibilização e consciencialização da conservação de energia dos consumidores (SunEdison, 2011). Um estudo realizado pela comissão europeia concluiu que a medição exata do consumo de energia é um dos métodos mais eficientes que permite aos consumidores racionalizar energia (Comissão Europeia, 2011). Assim, a aplicação de sistemas de monitorização e controlo em tempo real são ferramentas importantes para o *prosumer*, pois permitem que ele otimize o seu consumo nos momentos em que exista maior produção de energia (EPIA, 2013);
- Estimula o investimento privado: as metas da UE para 2020 nas áreas da proteção climática, eficiência energética e energias renováveis requerem um investimento

substancial. Contudo, este investimento não é uma tarefa fácil quando se verifica atualmente uma crise no setor financeiro e um aumento das incertezas associadas à estabilidade do Euro. Conhecendo as potencialidades do autoconsumo, este modelo irá contribuir para um melhor financiamento na transição energética, pois quanto mais instáveis forem os fundos de investimentos mais provável será o consumidor procurar em diversificar as suas poupanças energéticas. O investimento privado é a segunda maior fonte de financiamento das energias renováveis, sendo o fotovoltaico o maior impulsionador da produção elétrica distribuída (SunEdison, 2011; EPIA, 2013);

- Facilita a transição para a era pós FIT: o aumento da implementação do autoconsumo diminuirá a dependência atual em apoios financeiros, como as FIT. Os lucros passarão a ser assegurados pelas poupanças feitas nas faturas de eletricidade. Desta forma, garante-se que os consumidores tenham um comportamento direcionado para a poupança energética do que um comportamento estimulado pela rentabilidade do investimento inicial. Além disso, o autoconsumo tem uma grande vantagem sobre o modelo FIT. Ao invés de considerar a energia produzida e vendida à rede (FIT), o autoconsumo concentra-se no balanço líquido daquilo que o sistema produz e o que a instalação consome. Esta é o modelo mais próximo da realidade física de trocas de energia entre o *prosumer* e a rede e o que promove a verdadeira natureza dos sistemas descentralizados fotovoltaicos (EPIA, 2013);
- Melhora a estabilidade e reduz os custos da rede: os sistemas de autoconsumo facilitam o planeamento e operação das redes de distribuição, uma vez que reduzem os picos de eletricidade injetados na rede, nos períodos de maior produção (EPIA, 2013);
- Melhor aceitação pública: um estudo realizado por Hauff et al. (2011) salienta que o principal desafio para aumentar o nível de penetração das fontes renováveis é a sua aceitação por parte do consumidor. A grande dificuldade na aceitação pública resulta da pouca receptividade que o consumidor tem a períodos de retorno superiores a 5 anos. Contudo, é expectável que com o autoconsumo o *prosumer* assuma um papel mais ativo na gestão da sua energia de forma a obter uma poupança, reduzindo ou até mesmo anulando a compra de eletricidade à rede;

Barreiras e desafios do autoconsumo

A questão que se coloca agora é se os países europeus, em particular Portugal, estão preparados para ultrapassar os desafios e barreiras legais e económicas que podem desincentivar o seu desenvolvimento. As barreiras e desafios, definidas pela EPIA (2013), que se impõem ao modelo de autoconsumo, são as seguintes:

- Ausência de mercados competitivos e liberalizados de eletricidade: num sistema de autoconsumo a maior parte das receitas são asseguradas pelas poupanças feitas na fatura de eletricidade. Assim, urge a necessidade de mercados de eletricidade

- liberalizados e competitivos com preços que reflitam os verdadeiros custos da energia para tornar o autoconsumo uma solução competitiva. Se o mercado de energia for monopolizado, este será uma barreira à entrada em vigor de um regime de autoconsumo;
- Desconhecimento por parte dos consumidores sobre as vantagens de se tornarem produtores e consumidores de eletricidade: tanto por falta de divulgação como por inércia da parte dos consumidores para a mudança e aceitação da tecnologia;
 - Atual subdesenvolvimento de facilitadores, nomeadamente: *smart meters*, sistemas de armazenamento e financiamentos:
 - Os *smart meters* (contadores inteligentes) são dispositivos que facilitam a comunicação entre produtores e consumidores e auxiliam na gestão do consumo de energia. Em 2009, apenas 10% das residências da UE tinham *smart meters* (Comissão Europeia, 2012). A Diretiva 2009/72/CE impõe a exigência de que pelo menos 80% dos consumidores europeus devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020, onde a sua implementação é avaliada positivamente numa análise custo-benefício. É esperado que até 2020 72% dos consumidores europeus de eletricidade tenham um *smart meter* na sua instalação (um total de 200 milhões de *smart meters*), representando em média uma poupança de 3% no consumo de eletricidade por ponto de instalação, traduzida em 309 € (distribuído por consumidores, fornecedores, sistemas de distribuição...) (Comissão Europeia, 2014);
 - Outro impulsionador para o desenvolvimento do autoconsumo é o armazenamento. Atualmente pouco presente no mercado, é uma tecnologia cara e existem poucas políticas de incentivo para a sua integração (EPIA, 2012);
 - Com os *prosumers* a ganharem um papel mais importante no investimento para o desenvolvimento do setor fotovoltaico, torna-se necessário criar novas linhas de apoios de financiamento.
 - Criação de um novo segmento de mercado: segmento que terá a função de regular e favorecer o autoconsumo. A existência de um quadro regulatório nacional irá desempenhar um papel crucial no desenvolvimento do autoconsumo. Um pré-requisito básico é garantir que, na Europa, os consumidores tenham o direito de consumir diretamente a eletricidade que produzem. Contudo, grandes quantidades de energia fotovoltaica autoconsumida poderão mudar o perfil de carga da rede e, assim, aumentar a competitividade no mercado. Numa visão macroeconómica, os mercados grossistas e retalhistas terão de encontrar um ponto de equilíbrio e será necessário garantir que os benefícios produzidos por fontes de energias renováveis no mercado grossista são devidamente transmitidos aos consumidores finais. Por fim, fica a questão de como irá ser valorizada o excesso de energia fotovoltaica que precisa de ser injetada na rede;

2.2.3. Certificados verdes, fiscalidade verde e incentivos financeiros

Os certificados verdes são documentos, eletrónicos ou em papel, com quotas específicas de eletricidade provenientes de fontes renováveis (PV Parity, 2013a), em que a E-FER proporciona dois produtos diferentes ao consumidor de energia elétrica: um é a própria energia elétrica, que poderá ser vendida no mercado de eletricidade, o outro é um conjunto de benefícios sociais e ambientais que tomam a forma de certificados verdes, os quais podem ser transacionados em mercado próprio, gerando receitas adicionais à da venda de energia elétrica para os produtores de E-FER. Deste modo o produtor de E-FER é remunerado em dois mercados distintos: no mercado de energia elétrica e no mercado dos certificados verdes (Matos, et al., 2005). O conceito de certificado verde é ilustrado na figura 2.4.

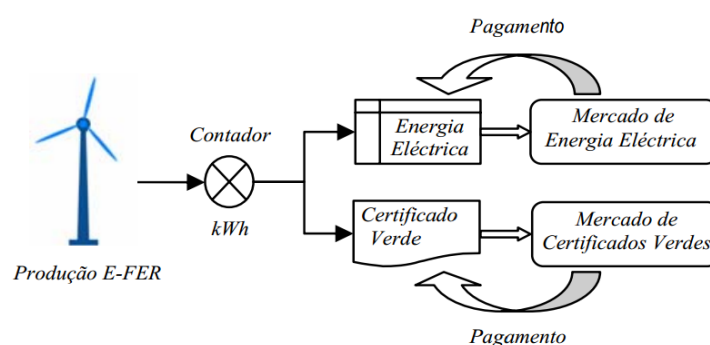


Figura 2.4 - O mercado da energia elétrica e o mercado dos certificados verdes (Matos, et al., 2005)

São igualmente ferramentas políticas de incentivo ao investimento, a oportunidade de deduzir na mensalidade de um crédito ou empréstimo para empreendimento em renováveis, uma determinada percentagem dessa mensalidade ou a totalidade do empréstimo ou aplicar uma taxa mais reduzida do imposto de valor acrescentado (IVA) para sistemas de produção de energia através de energia solar fotovoltaica.

Em Portugal estão em curso vários programas de promoção e financiamento de tecnologias renováveis, nomeadamente: a reforma da fiscalidade verde, o programa operacional de sustentabilidade e eficiência no uso de recursos (POSEUR), no âmbito do programa de financiamento Portugal 2020 (novo QREN – Quadro de Referência Estratégica Nacional), e o programa de desenvolvimento rural do Continente para 2014-2020 (PDR 2020).

A reforma da fiscalidade surge no âmbito do novo programa de investigação e inovação da União Europeia, denominado H2020, o qual será o principal instrumento de financiamento das atividades de investigação e inovação na Europa, a vigorar de 2014 a 2020, com um orçamento global de 77 mil milhões de euros (APE, 2014). A reforma fiscalidade verde, consagrada na Lei n.º 82-D/2014, de 31 de dezembro, tem como objetivo operar uma mudança no paradigma energético, focando a sua ação nos seguintes pontos:

- Penalizar quem mais polui;
- Reduzir a dependência energética do exterior;

- Induzir padrões de produção e de consumo mais sustentáveis, reforçando a liberdade e responsabilidade dos cidadãos e das empresas;
- Promover a eficiência na utilização de recursos, nomeadamente, água, energia e materiais;
- Fomentar o empreendedorismo e a criação de emprego;
- Diversificar fontes de receita, num contexto de neutralidade do sistema fiscal e de competitividade económica (APA, 2015).

O POSEUR sucede ao POTVT - Programa Operacional Temático Valorização do Território, no novo período de programação dos FEEI - Fundos Europeus Estruturais e de Investimento, entre 2014 e 2020, e tem aprovada uma verba de 2650 milhões de euros, dos quais 85% são provenientes do Fundo de Coesão (POSEUR, 2015).

A estratégia delineada para o POSEUR preconiza uma perspetiva de sustentabilidade assente em três eixos estratégicos, a saber:

- Eixo I - Apoiar a transição para uma economia com baixas emissões de carbono em todos os sectores;
- Eixo II - Promover a adaptação às alterações climáticas e a prevenção e gestão de riscos;
- Eixo III - Proteger o ambiente e promover a eficiência dos recursos (POSEUR, 2015).

Na figura 2.5 pode observar-se a distribuição de verbas por objetivos do primeiro eixo estratégico.

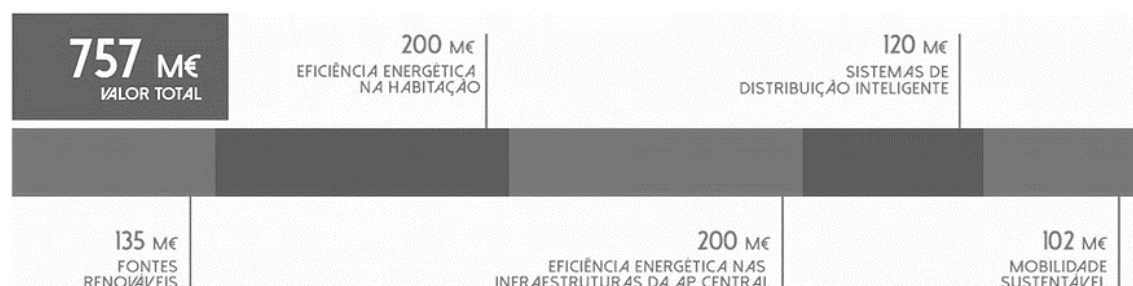


Figura 2.5 - Distribuição de verbas (M€) para a promoção de uma economia com baixas emissões de carbono, no âmbito do POSEUR (POSEUR, 2015).

No âmbito do desenvolvimento do setor agroindustrial, o PDR 2020 é um fundo que procura incentivar o crescimento nesta área. Os principais objetivos deste fundo são o aumento da competitividade, a sustentabilidade do espaço rural, bem como a dinamização do mesmo, e a inovação e desenvolvimento de conhecimento e competências profissionais. Para este fim, surgem apoios a três tipos de entidades: jovens agricultores, investimentos na exploração agrícola e investimento na transformação e comercialização de produtos agrícolas. O autoconsumo fotovoltaico irá desempenhar um papel importantíssimo nesta área uma vez que é considerado um investimento elegível pelo programa e representa um fator de eficiência e

competitividade do setor (iluminação e climatização de estufas, bombagem solar e frio industrial) (PDR 2020, 2014).

2.3. Sistema elétrico nacional

2.3.1. Atividades do setor e liberalização do mercado de eletricidade

A cadeia de valor do sistema elétrico nacional (SEN) integra 5 grandes atividades: produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados organizados de eletricidade (ERSE, 2015a).

Atualmente a eletricidade é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia - gás natural, carvão, sol, vento, água, biomassa, resíduos, entre outras. Em Portugal, o número de produtores de eletricidade tem aumentado consideravelmente, no âmbito da produção elétrica distribuída a partir de FER e cogeração (REN, 2015; ERSE, 2015a).

A produção de eletricidade é livre e sujeita a licenciamento e divide-se em dois regimes legais:

- Produção em regime ordinário (PRO): correspondente à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos;
- Produção em regime especial (PRE): relativa à cogeração e à produção elétrica através da utilização de FER (REN, 2015).

A atividade de transporte de eletricidade é efetuada através da Rede Nacional de Transporte (RNT), em muito alta tensão (150 kV, 220 kV e 400 kV), e é regulada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A Redes Energéticas Nacionais (REN) é a operadora da Rede Nacional de Transporte (RNT) que liga os produtores aos centros de consumo assegurando o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia, sendo a única entidade de transporte de eletricidade em Portugal, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português em regime de serviço público. A concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, integrando ainda o planeamento e a gestão técnica global do sistema, de forma a garantir a continuidade e a segurança do abastecimento da eletricidade (REN, 2015).

A distribuição de eletricidade é exercida através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND). A RND é constituída por infraestruturas de alta tensão (60 kV), de média tensão (fundamentalmente 30 kV, 15 kV e 10 kV) e de baixa tensão (400/230 V). A concessionária da RND interliga-se comercialmente com os utilizadores de redes, tendo o direito a receber uma retribuição através da aplicação de tarifas reguladas pela ERSE. A EDP Distribuição tem a concessão exclusiva da atividade de distribuição em alta e média tensão e é

detentora de cerca de 99% da rede de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental – apenas não detém as redes dos autoprodutores e de pequenas cooperativas (EDP, 2015a).

Em Portugal Continental, a abertura do mercado de eletricidade iniciou-se em 1995, para os grandes consumidores industriais, tendo sido progressivamente alargada a todos os consumidores em MAT (Muito Alta Tensão), AT (Alta Tensão), MT (Média Tensão), BTE (Baixa Tensão Especial – potência contratada superior a 41,4 kVA) e BTN (Baixa Tensão Normal - potência contratada inferior a 41,4 kVA). No final de 2005, cerca de 13 mil clientes, representando cerca de 21% do consumo total em Portugal Continental, já tinham optado por fornecedores alternativos (ERSE, 2006). Desde 4 de setembro de 2006 que, todos os consumidores, em Portugal, podem escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica, antecipando a data limite estabelecida para este efeito, presente na Diretiva n.º2003/54/CE, de 1 de julho de 2007 (ERSE, 2015b).

Os mercados organizados de eletricidade operam num regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das finanças e pelo ministro responsável pelo setor energético, onde se discriminam os direitos e deveres de modo a tornar a atividade de comercialização o mais transparente possível. Os comercializadores têm a liberdade para comprar e vender energia tendo que, para o efeito, pagar tarifas reguladas pela ERSE de modo a poderem ter o direito de acesso às redes de transporte e distribuição de eletricidade. Estão sujeitos a obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e continuidade do abastecimento de eletricidade e à disponibilização de informação compreensível aos seus clientes (REN, 2015).

Os consumidores são a razão de ser de todo este complexo sistema. Em Portugal Continental, existem quase 6,1 milhões de consumidores, cerca de 350 em MAT (Muito Alta Tensão) e AT (Alta Tensão), 23500 em MT (Média Tensão) e a maioria em BT (Baixa Tensão). Em 2013 a eletricidade consumida ultrapassou os 49 TWh, tendo em 2014 registado uma quebra de 0,7% (REN, 2015).

Em Portugal os consumidores podem, nas condições de mercado, escolher livremente o seu comercializador sem qualquer custo adicional. Este pode ser de último recurso (CUR), caso opere no mercado regulado, ou livre caso opere no mercado liberalizado. O CUR tem como objetivo garantir o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, estando sujeito a um regime de preços, tarifas e condições reguladas pela ERSE (ERSE, 2015c). O CUR deve ainda adquirir obrigatoriamente toda a eletricidade produzida pela PRE e pode também adquirir eletricidade, em mercados organizados pelo Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), para abastecer os seus clientes. Atualmente, o papel de CUR é desempenhado exclusivamente por uma empresa pertencente ao grupo EDP, nomeadamente, a EDP Serviço Universal (ERSE, 2015d). O papel de comercializador livre está a cargo de várias empresas como a EDP Comercial, a Endesa, a Galp Power, entre outras. Os preços praticados pelos comercializadores aos seus clientes são livres, sendo acordados entre as partes. Os preços dos comercializadores incluem também as tarifas de acesso às redes que são aprovadas pela ERSE (ERSE, 2015e).

O Decreto-lei n.º75/2012, de 26 de março, determinou a extinção gradual das tarifas reguladas de venda de eletricidade aos clientes de baixa tensão normal (BTN), definindo um período transitório máximo de 3 anos, para incentivar os consumidores a mudar de comercializador de energia. A primeira fase aconteceu a 1 de julho de 2012 para clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA. A segunda fase ocorreu a 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. A partir das datas referidas, estabeleceram-se tarifas transitórias de venda a clientes finais que ainda não tinham exercido o direito de escolha de um fornecedor de energia elétrica do mercado liberalizado (EDP, 2015b).

2.3.2. Estrutura tarifária da eletricidade em Portugal

As atividades da cadeia de valor do SEN comportam custos, os quais dão origem às seguintes tarifas: tarifa de energia, tarifa de acesso às redes, tarifa de uso global do sistema e tarifa de comercialização.

A estrutura e a metodologia de cálculo das tarifas, estabelecidas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE, 2014a), devem promover de forma clara a eficiência na atribuição de recursos e a equidade e justiça das tarifas, tendo em conta a necessidade de manter o equilíbrio económico e financeiro das companhias reguladas e a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos clientes (ERSE, 2015f).

A garantia de inexistência de subsídios cruzados nas tarifas de venda a clientes finais e nas de acesso implica que sejam determinadas de forma aditiva. De modo a que cada cliente pague os custos que causa ao sistema, torna-se fundamental que a tarifa que lhe é aplicada seja constituída pelas tarifas de vários setores de atividade que, por sua vez, são definidas com base nos diferentes custos por atividade. As tarifas são criadas para garantir a cada atividade um montante de rendimentos calculados de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE, 2015f).

As tarifas de acesso à rede, aprovadas pela ERSE, resultam da adição das tarifas do uso global do sistema (UGS) e do uso de redes, as quais estão integradas nas tarifas de venda dos vários comercializadores e são pagas por todos os consumidores de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre. A parcela de redes inclui os custos com a atividade de transporte de energia elétrica e com a atividade de distribuição de energia elétrica. Na tarifa UGS incluem-se os custos de interesse económico geral (CIEG) e medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de gestão global do sistema (ERSE, 2014b).

Nas figuras 2.6 e 2.7 pode observar-se a estrutura das tarifas no mercado livre e das tarifas transitórias no mercado regulado, respetivamente.

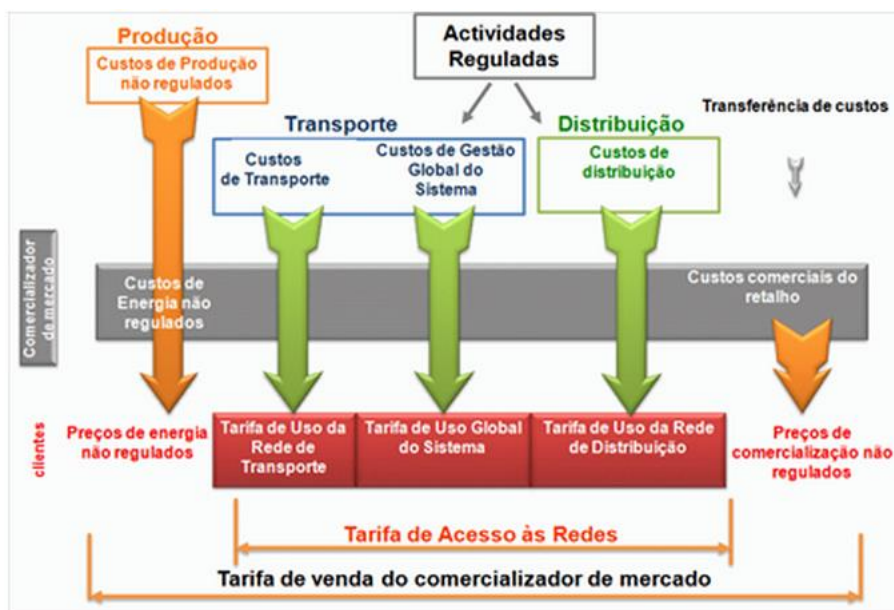


Figura 2.6 - Estrutura das tarifas no mercado livre (ERSE, 2015f).

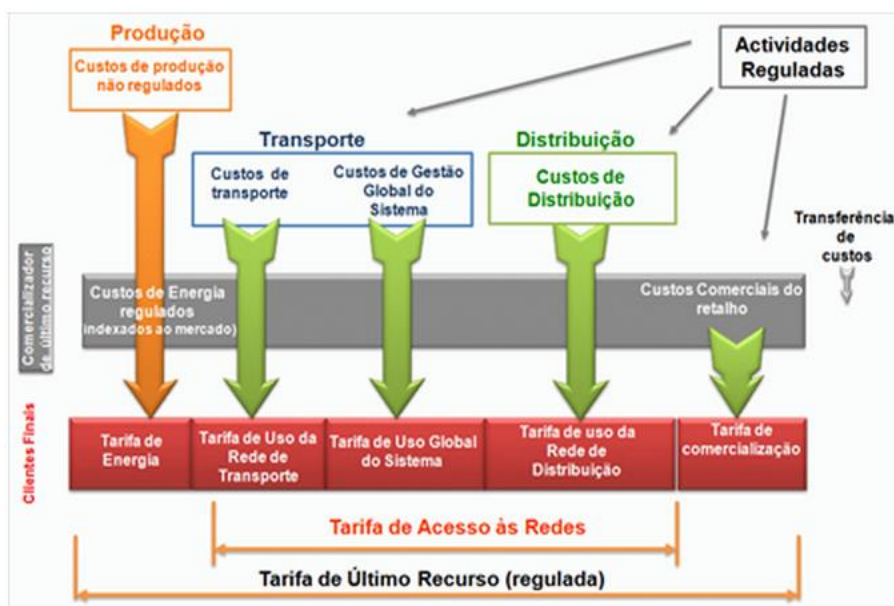


Figura 2.7 - Estrutura das tarifas transitórias no mercado regulado (ERSE, 2015f).

As tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicadas pelo CUR aos seus consumidores, são obtidas através da soma dos preços das tarifas de acesso às redes com os preços da tarifa regulada de energia e de comercialização. Estas tarifas estão sujeitas a aprovação da ERSE. Assim, enquanto no mercado regulado os preços da componente de energia estão contemplados nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, no mercado livre os comercializadores negociam os preços da componente de energia com os seus clientes (ERSE, 2015f).

2.3.3. Tarifas de venda a clientes finais BTN, BTE e MT

As tarifas de venda a clientes finais de MT e BTE são compostas por um termo tarifário fixo e por preços de potência contratada, potência em horas de ponta, energia ativa, energia reativa fornecida e recebida (indutiva e capacitiva) e por o imposto especial de consumo de eletricidade. As tarifas de venda a clientes finais de BTN não englobam os preços de potência em horas de ponta e da energia reativa (€/kvarh).

O termo tarifário fixo corresponde ao valor da contribuição audiovisual, definido em euros por mês.

A potência contratada é o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo de eletricidade contratada com um comercializador, para instalações BTN, ou a potência que o operador da rede de distribuição coloca à disposição no ponto de entrega, para instalações ligadas em BTE e MT. O preço da potência contratada é definido em euros por kW por mês.

A potência em horas de ponta é definida pelo quociente entre a energia ativa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta no intervalo de tempo correspondente. O preço da potência em horas de ponta é definido em euros por kW por mês.

Os preços da energia ativa são definidos em euros por kWh. Nas tarifas tetra-horárias os preços de energia ativa apresentam uma diferenciação em quatro períodos horários (super vazio, vazio normal, cheias e pontas), nas tarifas tri-horárias apresentam uma diferenciação em três períodos horários (vazio, cheias e pontas), nas tarifas bi-horárias apresentam uma diferenciação em dois períodos horários (vazio e fora do vazio) e nas tarifas simples não apresentam diferenciação. Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos nos artigos 24.º e 31.º do Regulamento Tarifário também são diferenciados em ciclo semanal – com horários diferentes para os dias da semana (dias úteis, sábados e domingos) - e ciclo diário – com horários iguais para todos os dias. O Regulamento tarifário define ainda quatro períodos trimestrais: janeiro a março (I), abril a junho (II), julho a setembro (III) e outubro a dezembro (IV). Na prática, aquando da definição das tarifas, diferencia-se apenas entre o período de abril a setembro e o de outubro a março. Para os clientes em MT com ciclo semanal e quatro períodos horários consideram-se os feriados nacionais com períodos tarifários idênticos ao Domingo.

A taxa de imposto especial de consumo de eletricidade (IEC) é dada em (€/kWh). Na fatura de eletricidade há também que contar o acréscimo da taxa de IVA de 23% sobre o montante total a pagar (taxa de IVA de 6% para a contribuição audiovisual).

2.3.4. Composição dos preços da eletricidade para clientes MT, BTE e BTN

A ERSE decompõe os preços de eletricidade pagos pelo consumidor final nas seguintes componentes: energia e comercialização, uso de redes e gestão global do sistema e custos de interesse económico geral (CIEG). Dado que neste estudo apenas foram estudados casos de clientes em BTN, BTE e MT, este subcapítulo apenas apresenta a atual composição de preços para os níveis de tensão mencionados.

A figura 2.8 apresenta a composição dos preços, em 2015, da eletricidade em Portugal para consumidores industriais fornecidos em MT.

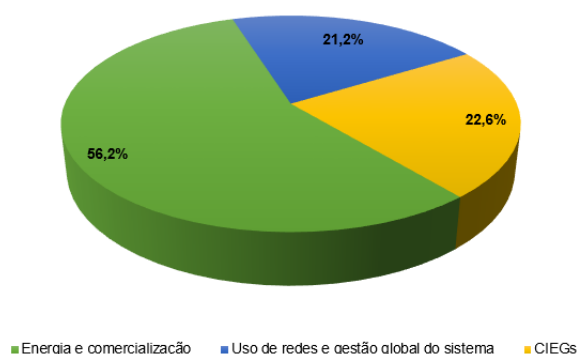


Figura 2.8 - Composição dos preços de eletricidade em MT (adaptado de ERSE, 2015b).

A partir da figura 2.8, pode observar-se que num consumidor fornecido em MT a componente da energia e comercialização representa mais de metade (56%) do preço de cada unidade de eletricidade consumida (kWh). Os CIEG têm um peso de 23%.

A figura 2.9 apresenta a composição dos preços, em 2015, da eletricidade em Portugal para consumidores industriais fornecidos em BTE.

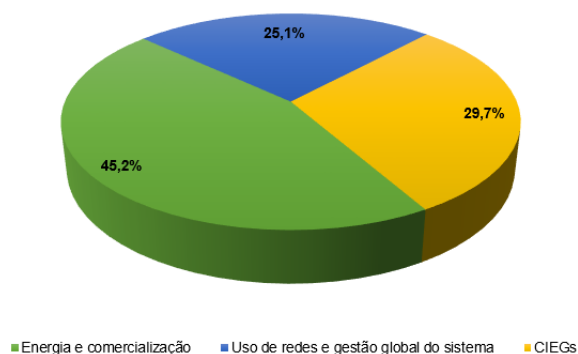


Figura 2.9 - Composição dos preços de eletricidade em BTE (adaptado de ERSE, 2015b).

A partir da figura 2.9 pode verificar-se que, num consumidor fornecido em BTE, os custos de acesso à rede (CIEG e uso de redes) têm um peso maior no preço final de eletricidade. A fatia dos CIEG somada à de uso de redes corresponde a 55% do preço final de eletricidade, enquanto a componente da energia e comercialização representa 45%.

As figuras 2.10 e 2.11 apresentam a composição dos preços, em 2015, da eletricidade em Portugal para consumidores, fundamentalmente domésticos, fornecidos em BTN, com potência contratada superior a 20,7 kVA e igual ou inferior a 20,7 kVA, respetivamente.

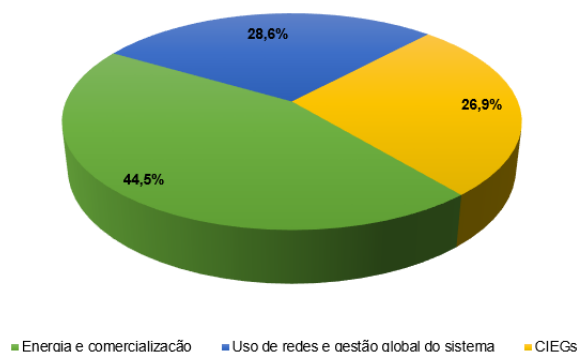


Figura 2.10 - Composição dos preços de eletricidade em BTN > 20,7 kVA (adaptado de ERSE, 2015b).

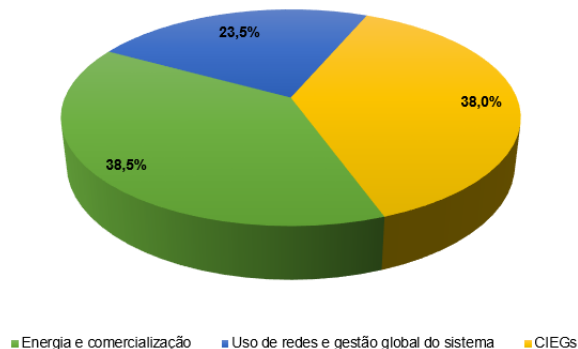


Figura 2.11 - Composição dos preços de eletricidade em BTN ≤ 20,7 kVA (adaptado de ERSE, 2015b).

Das figuras 2.10 e 2.11, destaca-se o considerável peso relativo que os CIEG têm nos clientes BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA - 38%.

2.3.5. Evolução dos preços de eletricidade em Portugal

No gráfico da figura 2.12 pode observar-se a evolução dos preços da eletricidade em Portugal, para os consumidores domésticos e industriais. Os preços incluem o preço de base da eletricidade, IVA, serviços de transmissão, de distribuição, de sistema, de aluguer de contador e outros.

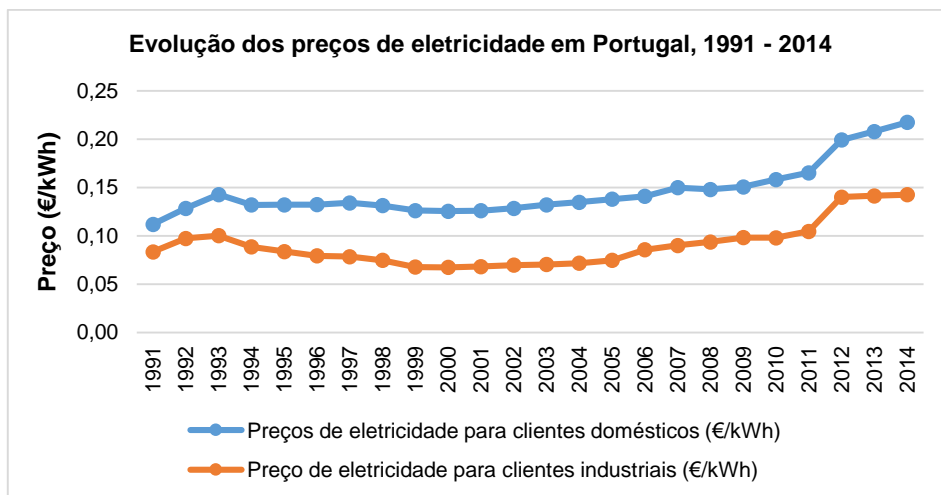


Figura 2.12 - Evolução dos preços de eletricidade em Portugal entre 1991 e 2014 (adaptado de Pordata, 2015).

Até 2007 (inclusive), os valores que se referem aos preços dos agregados domésticos correspondem a um consumidor tipo com 3500 kWh de consumo anual, dos quais 1300 kWh são consumidos durante o período noturno. A partir de 2008, os preços da eletricidade imputados aos agregados domésticos correspondem a um escalão de consumo entre 2500 e 5000 kWh por ano (Pordata, 2015).

Relativamente aos preços de eletricidade para utilizadores industriais, até 2007 (inclusive), os valores correspondem a um consumo anual de 2000 MWh, procura máxima de 500 kW e carga anual de 4000 horas. De 2008 em diante, os preços industriais referem-se a utilizadores que têm um consumo anual entre os 500 e os 2000 MWh (Pordata, 2015).

De salientar, que em 2012 a grande subida no preço de eletricidade se deveu ao aumento do IVA, aplicado às faturas de eletricidade, de 6% para 23%.

Na figura 2.13, pode observar-se a evolução da taxa de inflação da eletricidade em Portugal desde 1991 até 2014. Desde 2000 até 2014 a inflação foi sempre positiva, exceto no ano de 2008 para consumidores domésticos e no ano de 2010 para consumidores industriais.

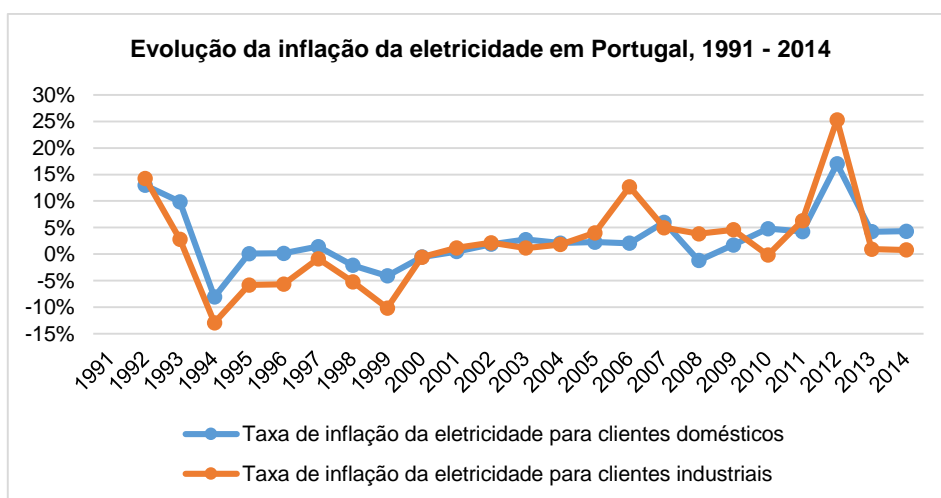


Figura 2.13 - Evolução da taxa de inflação da eletricidade em Portugal (adaptado de Pordata, 2015).

O aumento da eletricidade em 2015 será de 3,3% para os consumidores em BTN que estão no mercado regulado. Este valor é cerca de 5 vezes a inflação prevista para 2015, de 0,7% segundo a estimativa do Governo divulgada na proposta do Orçamento do Estado para 2015. De acordo com a proposta de aumento das tarifas de eletricidade da ERSE para 2015, ainda existem perto de 3 milhões de clientes no mercado regulado. Destes, 500 mil são beneficiários da tarifa social, que teve uma redução de 14%. Relativamente aos clientes de AT, MT e BTE a inflação para 2015 é de 3,9%. Importa referir que em resultado do exercício de escolha dos clientes por ofertas no mercado livre, estas tarifas apresentarão cada vez mais um carácter residual (ERSE, 2014b).

A taxa de inflação média entre os anos de 1991 e 2014, para clientes domésticos e industriais, foi de 2,9%.

2.4. Paridade da rede

2.4.1. Descrição do conceito

A paridade da rede é considerada por diversos autores como o ponto de maturidade da tecnologia fotovoltaica, pois representa o momento em que a tecnologia fotovoltaica atinge um preço competitivo com as fontes convencionais de energia, sem subsídios, e se torna rentável e atrativa para os investidores. (Yang, 2010; Elliston, et al., 2010; Branker, et al., 2011).

A *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA) define a paridade da rede como o momento em que o valor atual dos benefícios, a longo prazo, proporcionados pelos sistemas fotovoltaicos (considerando as receitas, as poupanças, os custos de operação e manutenção e a depreciação dos painéis) é igual ou superior ao valor dos custos, a longo prazo, de comprar eletricidade à rede produzida através de fontes convencionais (EPIA, 2011).

O custo de produção de energia é o fator mais importante para determinar se uma tecnologia de energia pode chegar à comercialização. Para avaliar corretamente o custo de produção de energia de uma tecnologia específica compara-se com o custo nivelado de energia (LCOE – *Levelized Energy of Cost*) (Branker, et al., 2011).

O LCOE define o custo teórico, a longo prazo, necessário para a produção de um kWh através de um sistema fotovoltaico (ou outro tipo de sistema). O LCOE contempla todos os custos associados ao tempo de vida de um sistema fotovoltaico e é, então, avaliado tendo em conta quer o investimento de capital, normalmente designado por *CAPEX*, quer o custo de operação e manutenção, designado por *OPEX*, divididos pela energia que o sistema produz durante o seu tempo de vida útil, que é tipicamente de 25 anos. De salientar que esta metodologia não tem em conta possíveis incentivos financeiros, como é o caso das tarifas *feed in*. Assim, o LCOE apenas reflete a relação custo-competitividade entre os sistemas fotovoltaicos e os preços de eletricidade praticados pelo mercado, sem considerar estímulos externos (Pérez, et al., 2013).

O projeto *PV Parity* (2011-2013), teve como objetivo definir o conceito de paridade de rede fotovoltaica e proporcionar informação relevante aos legisladores dos Estados Membros sobre as medidas necessárias para estimular a tecnologia solar fotovoltaica, para que esta consiga ser competitiva (PV Parity, 2012). O mesmo projeto definiu os parâmetros que influenciam a paridade com a rede, nomeadamente:

- Custo da eletricidade da rede: com tendência crescente;
- Recurso solar: é o parâmetro mais importante, na medida em que determina a energia produzida pela instalação fotovoltaica;
- Custo de financiamento: representa a capacidade do investidor se financiar junto de uma autoridade bancária, caso necessite de capital para avançar com o projeto. Este parâmetro influencia bastante o preço da eletricidade que se produz;
- Custo dos sistemas fotovoltaicos: onde se verifica uma tendência decrescente.

Assim, a paridade da rede pode ser rapidamente alcançada em países com elevados níveis de irradiância, como o caso de Portugal e dos países do sul da Europa, ou em países que apresentem níveis de irradiância moderados combinados com preços de eletricidade elevados.

Na figura 2.14 pode observar-se o mapa de irradiância global na Europa.

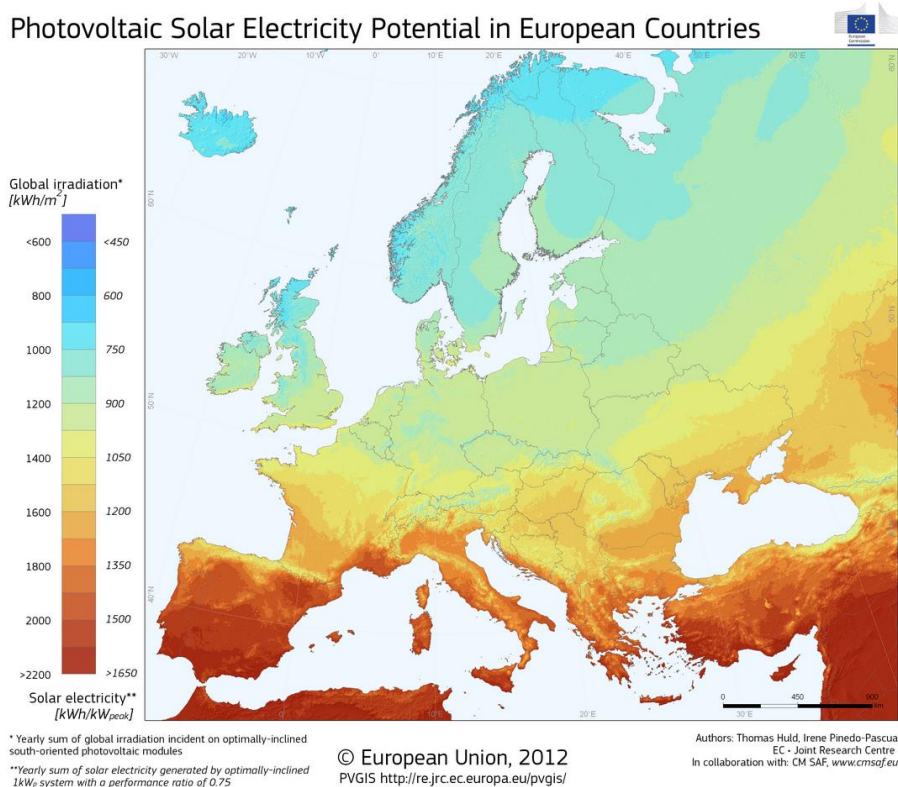


Figura 2.14 - Mapa de irradiância global na Europa (kWh/m²) (PVGIS, 2012).

Segundo o estudo *Current and Future Cost of Photovoltaics*, a tecnologia solar fotovoltaica já é uma tecnologia renovável de baixo custo. Por exemplo, na Alemanha o LCOE do fotovoltaico em larga escala (*utility scale* - de 1 MW até 100 MW) era em 2005 cerca de 40

c€/kWh, enquanto que esse indicador, analisado em 2014, foi de 9 c€/kWh. Note-se ainda que valores mais baixos são possíveis em países com maior disponibilidade de radiação solar, como, por exemplo, Portugal (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

Cenários conservadores de evolução económica em que não são considerados grandes avanços tecnológicos apontam para uma continuidade da redução dos custos prevendo-se que, dependendo da disponibilidade de radiação, o LCOE em 2025 possa ser da ordem de 4 a 6 c€/kWh e em 2050 entre 2 e 4 c€/kWh (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015). Será, no entanto, expectável atingirem-se rapidamente valores inferiores a 1 c€/kWh (Joyce, 2015).

O mesmo estudo afirma que os custos dos sistemas fotovoltaicos vão baixar independentemente dos locais onde se instalem e que os custos financeiros associados a determinados regimes regulatórios poderão aumentar o LCOE até 50%. Este fator poderá até sobrecompensar o efeito de locais com melhores recursos solares (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

Na figura 2.15 pode observar-se a diminuição do LCOE do fotovoltaico em grande escala.

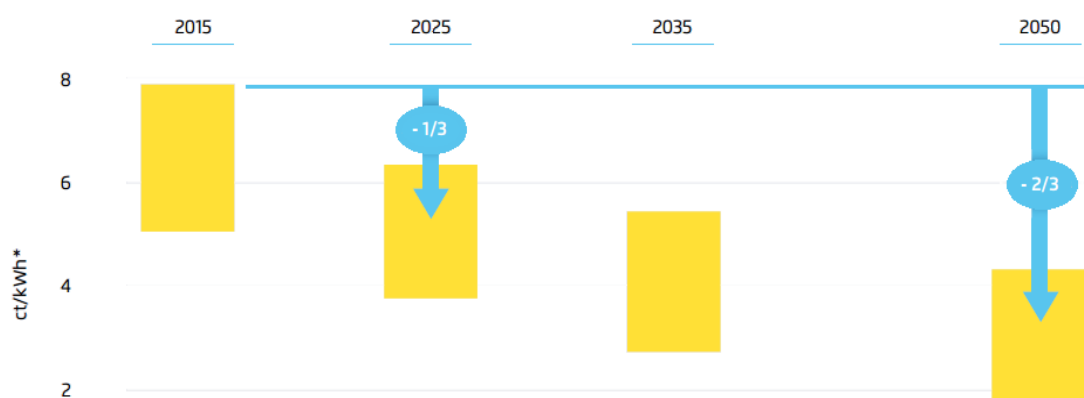


Figura 2.15 - LCOE (c€/kWh) para novas centrais fotovoltaicas na Europa do sul e central (adaptado de Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

Os valores apresentados na figura 2.15 representam o intervalo de LCOE (c€/kWh) para diferentes cenários do mercado fotovoltaico, tecnologia e custos, assim como para a localização dos módulos fotovoltaicos - entre o sul da Alemanha (1190 kWh/kWp/ano) e o sul de Espanha (1680 kWh/kWp/ano). Assume-se ainda um custo médio ponderado do capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) de 5%. O WACC representa o cálculo do custo de capital duma entidade em cada categoria de capital (capital – *equity* e dívida – *debt*), proporcionalmente ponderado.

A figura 2.16 mostra o LCOE para diferentes custos de financiamento, no sul da Alemanha e no sul de Espanha.

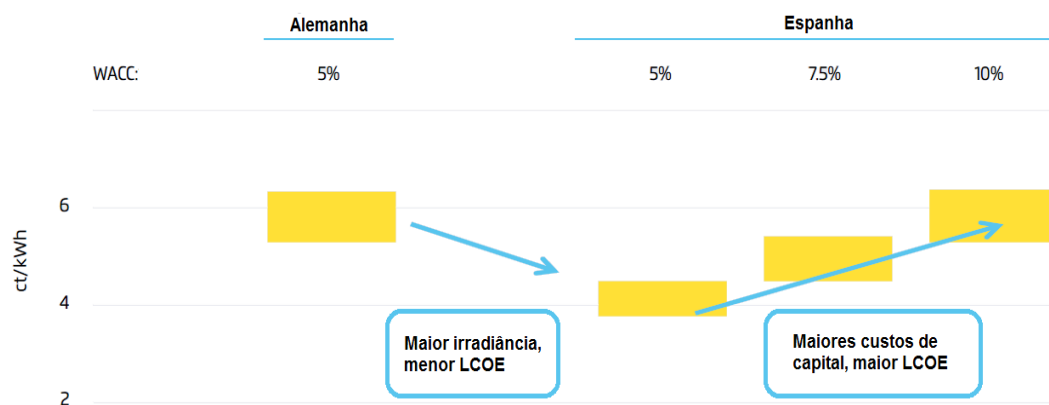


Figura 2.16 - LCOE (c€/kWh) para novas centrais fotovoltaicas no sul da Alemanha e no sul de Espanha a diferentes WACC (adaptado de Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

A figura anterior (2.16) comprova que, como anteriormente referido, países com melhores recursos solares têm LCOE mais baixos, mas que os custos de financiamento podem sobrecompensar este parâmetro, aumentando substancialmente o custo de produção de energia.

É também importante salientar que o custo de produção de energia solar (inferior a 200 \$/MWh) é, desde de novembro de 2014, inferior ao custo de produção de petróleo bruto (200 \$/MWh). O solar fotovoltaico começa também a ser competitivo com o mercado do gás natural. A figura 2.17 suporta o anteriormente referido.

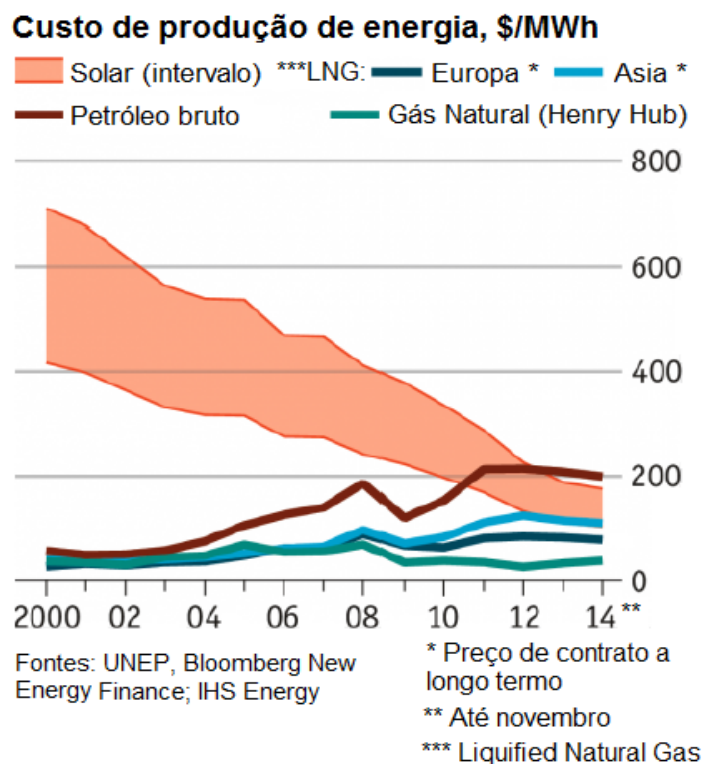


Figura 2.17 - Custo de produção de energia solar, petróleo bruto e gás natural (USD/MWh), de 2000 até novembro de 2014 (adaptado de The Economist Espresso, 2015).

2.4.2. Evolução dos preços de sistemas fotovoltaicos

A diminuição do custo de produção de energia fotovoltaica tem sido uma consequência da diminuição dos preços dos sistemas fotovoltaicos. A tecnologia que tem dominado o mercado, desde o início, é a tecnologia do silício cristalino (c-Si) com eficiências que hoje rondam os 20%. A redução do custo global do fotovoltaico a que hoje se assiste tem estado ligada, quer à diminuição dos custos de produção no mercado mundial do silício ultra puro (99,999%) necessário para a produção de células fotovoltaicas, quer à utilização de menos silício ultra puro por célula através da redução da espessura das mesmas. Apesar de em 2005 se ter assistido a um aumento do custo do silício ultra puro no mercado mundial, a indústria fotovoltaica conseguiu superar este problema, nomeadamente através de uma maior automatização das linhas de fabrico e também de uma tendência para produções em fábricas em que os processos são mais integrados e com uma cada vez maior capacidade de fabrico anual. As típicas linhas de montagem de 50 MW por ano começaram a dar origem a fábricas com capacidades da ordem de 1 GW e mais por ano. Estas novas fábricas de produção de sistemas fotovoltaicos estão hoje concentradas na Ásia e, em particular, na China que lidera o mercado de fabricantes de módulos fotovoltaicos. (Joyce, 2015).

O gráfico da figura 2.18 é referente à evolução dos preços médios mensais (€/Wp) dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, por região de fabricante (Alemanha, China, Japão, sudeste Asiático), vendidos na Europa. Os dados presentes no gráfico foram recolhidos da base de dados do *pvXchange*, especializada no setor em causa.

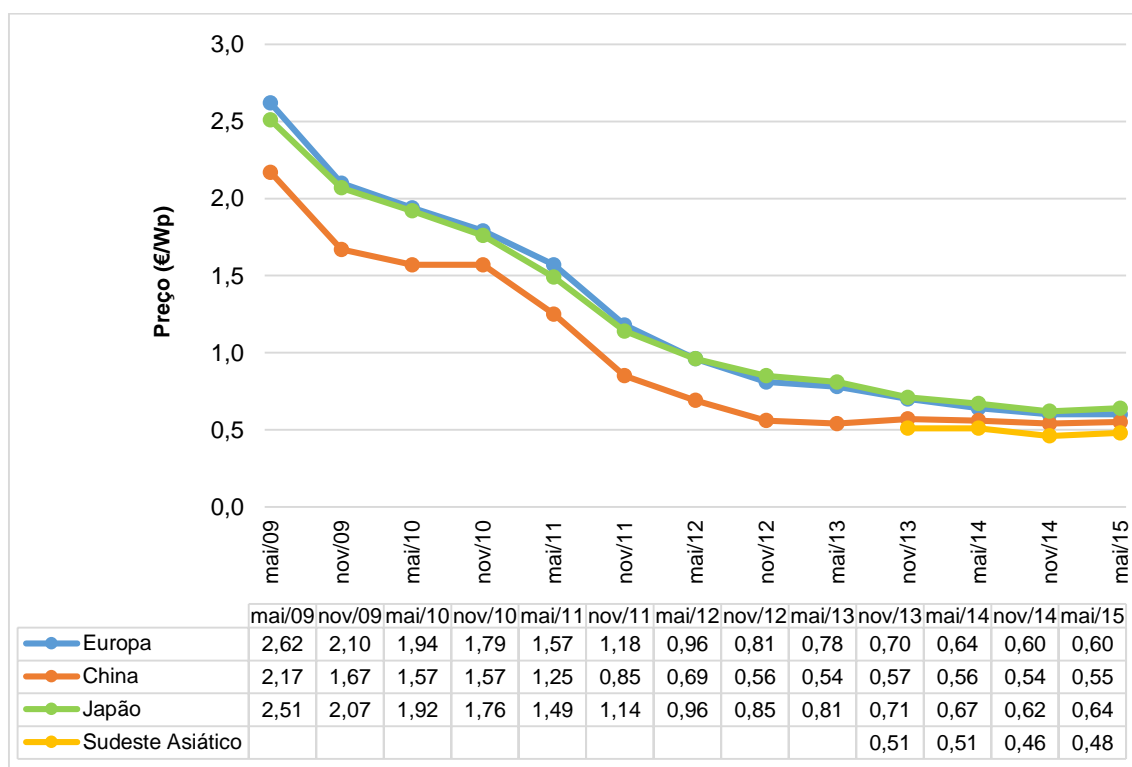


Figura 2.18 - Preços médios mensais (€/Wp) dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, por fabricante, vendidos na Europa, de maio de 2009 a maio de 2015 (adaptado de Solar Server, 2015).

Entre maio de 2009 e maio de 2015 os preços dos módulos de silício cristalino registaram uma redução de 77%, 74% 75% e 6% para os fabricantes localizados na Alemanha, China, Japão e sudeste Asiático, respetivamente.

Os preços dos módulos dos países do sudeste Asiático, nomeadamente Índia, Indonésia e Tailândia, só em setembro de 2013 começaram a ser contabilizados e, desde essa data, sofreram uma redução de apenas cerca de 8%. Contudo, continuam a ser os módulos importados para a Europa mais baratos do mercado.

Até maio de 2013 a China conseguiu baixar os preços dos módulos fabricados, importados para a Europa, em 75%. Entre 2013 e 2014 os preços dos módulos fabricados na China subiram cerca de 7%, enquanto na Europa e Japão os preços sofreram reduções consideráveis conseguindo, assim, diminuir a discrepância de preços com os seus competidores na China. Este equilíbrio foi conseguido quando em 2013 a Comissão Europeia instituiu, direitos *anti-dumping* provisórios sobre as importações de painéis solares e componentes chave (ou seja, células e bolachas solares) provenientes da República Popular da China. Um inquérito iniciado a 6 de setembro de 2012, apurou que um painel chinês solar é vendido na Europa muito abaixo do seu valor normal de mercado, em média 88%. Os direitos instituídos com o propósito de impedir o prejuízo causado à indústria europeia por esta prática comercial, o dumping, foram fixados em apenas 47,6%, em média, o que corresponde ao necessário para eliminar o prejuízo causado à indústria europeia (Comissão Europeia, 2013).

O estudo *Current and Future Cost of Photovoltaics* analisou, para instalações de grande escala, o custo total atual de um sistema fotovoltaico na Alemanha e projetou diferentes cenários até 2050. Na figura 2.19 pode observar-se que em 2014 por cada kWp instalado, o custo do sistema distribuía-se em 550€ para os módulos, 110€ para os inversores e 335€ para os outros componentes do sistema (estruturas de montagem, cabos DC, ligação à rede, planeamento e documentação). Em 2050 os custos do sistema baixarão entre cerca de 40%, segundo o pior cenário, a 72%, de acordo com o melhor cenário (para 2025 estima-se um decréscimo entre 19% a 36%). Estas previsões apontam para uma tendência decrescente nos custos dos sistemas fotovoltaicos, assim como para uma diminuição do custo de produzir energia por estes mesmos sistemas. Embora os cenários estudados correspondam a instalações de grande escala, as instalações residenciais, comerciais e industriais de pequena escala (inferior a 1 MW) verificarão a mesma tendência (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

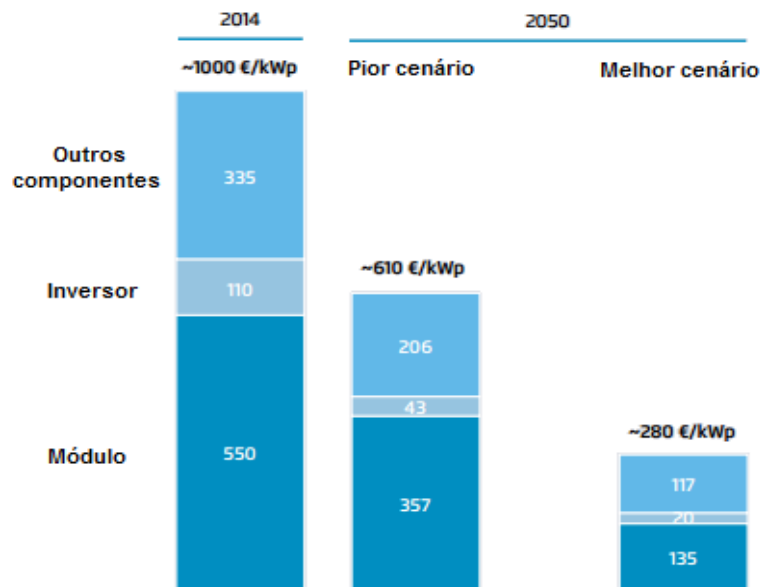


Figura 2.19 - Custo total (€/kWp) de um sistema fotovoltaico na Alemanha em 2014 e intervalo de custos em 2050, assumindo o pior e melhor cenário (adaptado de Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

A figura 2.20 é interessante na medida em que permite perceber o quão barata a tecnologia fotovoltaica está a ficar, podendo verificar-se que de 2012 para 2013 se investiu menos 22% em nova potência fotovoltaica apesar se ter instalado 38GW em 2013 contra 30GW em 2012, ou seja, o investimento de 2012 para 2013 decresceu e instalou-se mais potência fotovoltaica.

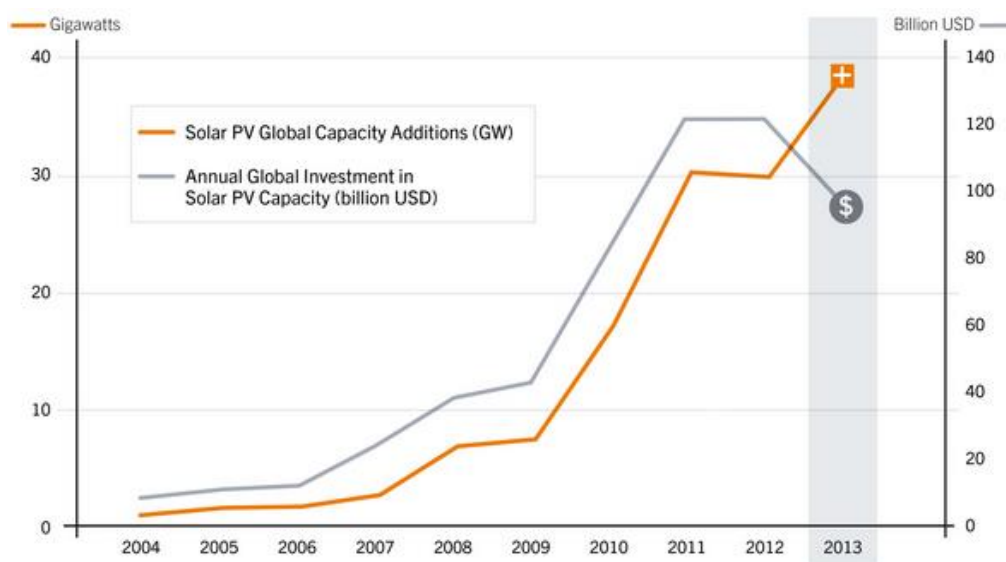


Figura 2.20 - Potência solar fotovoltaica instalada e investimento, 2004-2013 (REN21, 2014).

2.4.3. Situação Europeia

O projeto *PV Parity* desenvolveu uma ferramenta de simulação em *Matlab*, denominada *MITHRAS*, através da qual foram realizadas diversas simulações, com o intuito de determinar

dos 11 países europeus alvos do estudo, incluindo Portugal, quais já se encontravam em paridade com a rede (PV Parity, 2013b).

Nas figuras 2.21 e 2.22 podem observar-se os resultados das simulações para os setores residencial e comercial/industrial, respetivamente. A cada cor corresponde um ano em que se atingiu paridade com a rede.

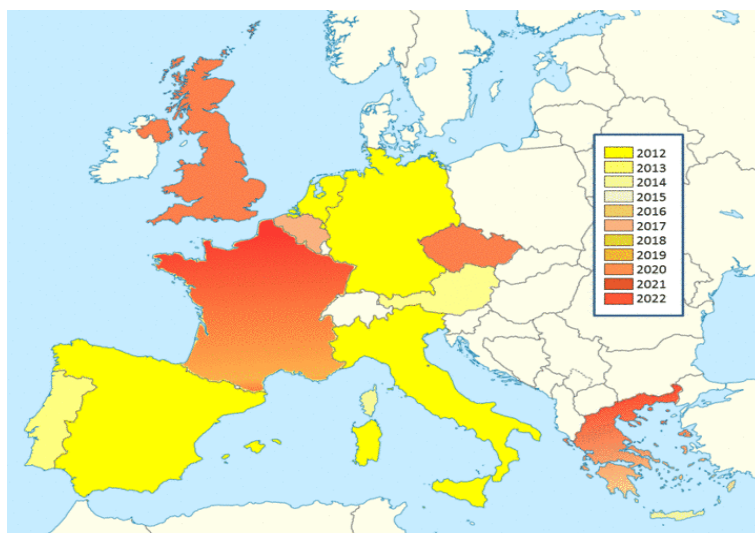


Figura 2.21 - Simulação da paridade da rede no setor residencial (PV Parity, 2015).

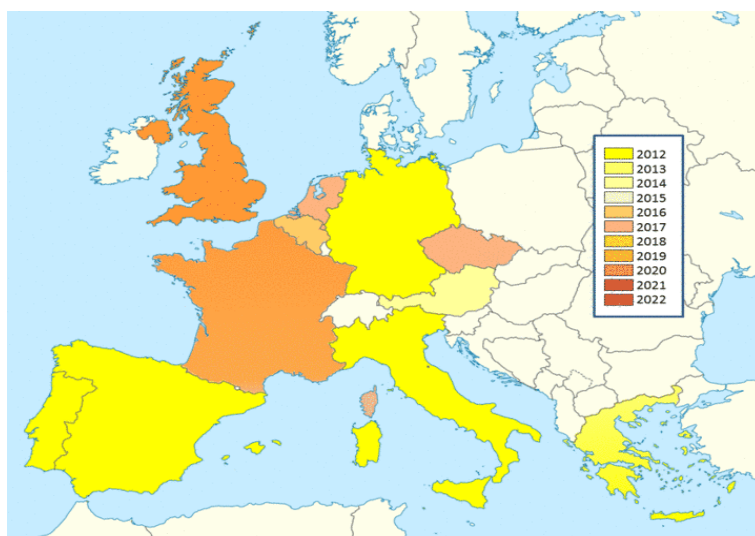


Figura 2.22 - Simulação da paridade da rede no setor comercial/industrial (PV Parity, 2015).

No caso de Portugal, os resultados das simulações mostram que com os atuais preços da eletricidade, os custos dos sistemas fotovoltaicos e a alta radiação solar, já se alcançou a paridade de rede nos setores residencial, desde 2013, e comercial/industrial, desde 2012.

Relativamente aos restantes países Europeus, Espanha, Itália, Alemanha, Holanda e Áustria já atingiram a paridade de rede no setor residencial. No setor comercial/industrial, os países que já atingiram a paridade de rede são Espanha, Alemanha, Itália, Áustria e Grécia.

Segundo Carlos Silva, da Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico (APESF), as tarifas subsidiadas, tão fortemente criticadas nos últimos anos, permitiram

desenvolver o setor das energias renováveis, nomeadamente: o ensino especializado, a indústria especializada, a criação de empresas e o desenvolvimento de produção de energia elétrica com base em recursos endógenos. Foram as tarifas subsidiadas definidas em diversos países europeus que permitiram chegar à situação atual de paridade com a rede.

2.5. Legislação nacional para a produção elétrica distribuída

2.5.1. Enquadramento geral

A atividade de produção descentralizada de energia elétrica era regulada pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelecia o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, através de unidades de miniprodução, e pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro e pelos Decretos-Leis n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelecia o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução. Na tabela 2.2 podem observar-se as características principais dos diplomas de microprodução e miniprodução.

Tabela 2.1 - Principais características do Decreto-Lei n.º 363/2007 e do Decreto-Lei n.º 34/2011 (MAOTE, 2014).

Microprodução (Decreto-Lei n.º 363/2007)	Miniprodução (Decreto-Lei n.º 34/2011)
<ul style="list-style-type: none"> • Produção descentralizada de pequena escala através de fontes renováveis até 3,68kW (regime bonificado), 5,75kW (regime geral) e 11,04kW (condomínios); • Potência máxima do sistema de produção correspondente a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada; • Energia produzida é vendida à rede (CUR); • 2 Regimes remuneratórios: <ul style="list-style-type: none"> ○ Geral - tarifa revista anualmente à inflação até entrada de novo diploma; ○ Bonificado - tarifa fixa atribuída por registo; • Instalação de pelo menos 2 m² de coletores solares térmicos ou caldeira de biomassa; • Tarifa de referência (regime bonificado) 2014: 66 €/MWh (8 anos) + 145€/MWh (7 anos). 	<ul style="list-style-type: none"> • Produção descentralizada de pequena escala até 250KW, através de fontes renováveis; • 3 Escalões: I - até 20kW, II – 20k a 100kW e III - 100 kW a 250 kW; • Potência máxima do sistema de produção correspondente a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada; • Energia produzida pelo sistema não pode ser superior a duas vezes a energia consumida na unidade associada; • Toda a energia produzida é vendida à rede (CUR); • 2 Regimes remuneratórios: <ul style="list-style-type: none"> ○ Geral (<i>pool</i>); ○ Bonificado (FIT atribuída em leilão); • Tarifa de referência (regime bonificado) 2014: 106€/MWh.

O novo Decreto-Lei publicado em Diário da República n.º 153/2014, Série I, de 20 de novembro de 2014, revoga os anteriormente referidos, e estabelece o regime jurídico aplicável à

produção descentralizada de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo – UPAC. O presente Decreto-lei estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção – UPP.

O MAOTE (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia) definiu os seguintes objetivos que se pretendem atingir com o novo diploma (MAOTE, 2014):

- Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN;
- Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas face ao nível de consumo instantâneo verificado no local;
- Reduzir a vertente de negócio associada aos regimes de microprodução e miniprodução, que motivam o sobredimensionamento das centrais e o sobrecusto para o SEN;
- Assegurar o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes na RESP (bem de interesse público, que requer uma utilização adequada).

2.5.2. Unidade de pequena produção (UPP)

O presente estudo foca-se na análise da viabilidade económica das UPAC, como tal a análise da nova legislação no âmbito das UPP não foi aprofundada. A tabela 2.3. inclui as principais características das UPP no novo regime de produção distribuída.

Tabela 2.2 - Principais características das UPP ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014

Unidades de Pequena Produção (UPP)	
Fonte	<ul style="list-style-type: none"> • Renovável
Limite de potência	<ul style="list-style-type: none"> • Potência de ligação inferior a 100% da potência contratada na instalação de consumo associada • Potência de ligação até 250 kW
Requisitos de produção	<ul style="list-style-type: none"> • Produção anual inferior ao dobro do consumo da instalação associada • Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa obtida em leilão para a totalidade da produção • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de duas vezes o consumo da instalação não é remunerado
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> • Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo de licenciamento	<ul style="list-style-type: none"> • Processo gerido numa plataforma eletrónica • Necessário registo e certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
Outros aspetos	<ul style="list-style-type: none"> • Quota máxima anual de potência atribuída

2.5.3. Unidade de produção para autoconsumo (UPAC)

Condições de acesso ao regime de autoconsumo

Segundo o artigo 4.º, secção I, capítulo II do novo Decreto-Lei n.º 153/2014, a atividade de produção de energia elétrica para autoconsumo é livre, sem prejuízo do disposto a seguir:

- Tratando-se de uma UPAC cuja potência instalada seja superior a 1 MW, a sua instalação e a entrada em exploração necessitam de licença de produção e licença de exploração, respetivamente;
- A UPAC cuja potência instalada seja superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW ou cuja instalação elétrica de utilização não se encontre ligada à RESP está sujeita a mera comunicação prévia de exploração, dirigida à DGEG, através da plataforma eletrónica SERUP (Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP);
- O titular de UPAC que pretenda fornecer energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização e cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração;
- A UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio;
- É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP (Unidade de Produção) em nome do mesmo produtor;
- A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização de energia elétrica.

O artigo 4.º não faz referência à UPAC com potência superior a 1,5 kW e igual ou inferior a 1 MW. Contudo, o artigo 13.º faz referência a este tipo de instalações e estabelece que esta se encontra sujeita a um registo prévio através do SERUP e à obtenção de um certificado de exploração.

Segundo o artigo 5.º, pode proceder ao registo de uma UP a pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, que preencha, cumulativamente, os seguintes requisitos:

- Disponha, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e, caso esta instalação se encontre ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade;
- A potência de ligação da UP seja menor ou igual a 100 % da potência contratada no contrato de fornecimento de energia referido na alínea anterior;
- Quando se trate de uma UPAC, a potência instalada não seja superior a duas vezes a potência de ligação;
- Sempre que a instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, o promotor deve proceder a uma averiguação das condições técnicas de ligação no local onde

pretende instalar a UP, com vista a verificar a existência de condições adequadas à receção de eventuais excedentes da eletricidade, procedendo, nomeadamente, a medições de tensão nesse local, e salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade;

- O registo para instalação de UP em nome do condomínio, o eventual recurso a financiamento e as condições deste são deliberadas por maioria dos votos correspondentes a mais de metade do valor do prédio;
- O registo para instalação por condómino promotor de uma UP em parte comum de edifício organizado em propriedade horizontal ou a utilização de parte comum para passagem de cabelagem ou outros componentes da produção de eletricidade através de uma UP, é precedida de autorização da respetiva assembleia de condóminos, com pelo menos 70 dias de antecedência relativamente à data prevista para a inscrição do registo. Após a solicitação, a assembleia de condóminos delibera até ao limite do prazo referido no número anterior, por maioria representativa dos votos correspondentes a dois terços do valor total do prédio.

Os artigos 15.º e 16.º contemplam os procedimentos de inspeção e reinspeção, respetivamente, aplicáveis quando o titular de UPAC com potência instalada superior a 1,5kW ou com venda do excedente produzido à RESP tenha o pedido de registo da sua UP aceite pelo SERUP e pretenda obter o certificado de exploração.

A realização de inspeções ocorre para as instalações de nível de tensões BTN e BTE 8 meses após a data de aceitação do registo e para as restantes instalações 12 meses contados desde a data de aceitação do registo. Estes prazos são alargados para 18 e 24 meses, respetivamente, caso o *prosumer* esteja submetido ao regime de contratação pública, ou caso a UP se localize nas regiões autónomas.

Se o relatório de inspeção concluir pela inexistência de defeitos ou não conformidades, é emitido o certificado de exploração definitivo e autorizada a ligação da UP à instalação elétrica de utilização. Caso sejam detetados defeitos ou inconformidades o *prosumer* tem um prazo de 30 dias ou 60 dias para proceder às correções necessárias, consoante se trate de UP de categoria BB ou demais casos, respetivamente. Sendo a taxa de reinspeção 30% do valor da taxa aplicável ao registo.

De salientar que o pedido de registo no SERUP incorpora uma taxa, a qual está definida na portaria n.º14/2015, artigo 19.º, para os diferentes escalões de potência, a saber:

- Com potência instalada de 1,5 kW a 5 kW – 70€;
- Com potência instalada de 5 kW a 100 kW – 175€;
- Com potência instalada de 100 kW a 250 MW – 300€;
- Com potência instalada de 250 kW a 1 MW – 500€.

Direitos e deveres do produtor

No exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo prevista no decreto-lei em análise, artigo 7.º, constituem direitos do produtor:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer *mix* de fontes de energia, renováveis e não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas;
- Quando aplicável, ligar a UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo;
- Consumir, na instalação elétrica de utilização a que se encontra associada a UPAC, a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP;
- Quando aplicável, celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica de utilização de eletricidade;
- Solicitar a emissão de Garantias de Origem (GO) à Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis, de acordo com o disposto nos n.os 1 a 4 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março.

No exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo prevista no presente decreto-lei, artigo 8.º, constituem deveres do produtor:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Técnico e de Qualidade da Produção Elétrica para Autoconsumo;
- Suportar o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC, bem como o total da eletricidade injetada na RESP, quando a instalação elétrica de utilização a que se encontre associada se encontrar ligada à rede e a potência instalada da UPAC seja superior a 1,5 kW ou quando o titular de UPAC pretenda fornecer energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização e cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização;
- Prestar à DGEG, ou a uma entidade privada (mediante um procedimento concursal, nos termos do Código dos Contratos Públicos), todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida na UP, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;
- Permitir e facilitar o acesso à UP do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, ao CUR e ao operador da rede;

- Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo prevista no presente decreto-lei, cujo capital seguro mínimo e condições mínimas são definidos em portaria conjunta dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados nos termos previstos do presente decreto-lei em análise;
- Cessada a atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, adotar o procedimento necessário para a desativação e remoção da UP.

Remuneração da energia elétrica injetada na RESP

O artigo 23.º estabelece as condições contratuais para o *prosumer* que decide vender o excedente de energia produzida à RESP, a saber:

- Sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta unidade seja inferior a 1 MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar, com o CUR, um contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida;
- O CUR, quando o produtor o solicite, contrata com este a compra da eletricidade proveniente da UPAC;
- O contrato de compra e venda tem o prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos, salvo oposição à renovação por qualquer das partes com 60 dias de antecedência;

A expressão que permite calcular a remuneração da energia proveniente das UPAC fornecida à RESP pelo produtor, presente no artigo 24.º, é a seguinte:

$$R_{UPAC,m} = E_m * OMIE_m * 0,9 \quad (2.1)$$

Os coeficientes da equação (2.1) são:

- $R_{UPAC,m}$: remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em euro (€);
- E_m : energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$: valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em €/kWh;
- m : mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

O *prosumer* com UPAC superior a 1 MW não pode celebrar um contrato de venda da eletricidade com o CUR, contudo, ao abrigo do artigo 28.º, poderá estabelecer outro tipo de relacionamento comercial, designadamente, a venda em mercados organizados ou mediante contrato bilateral da eletricidade não consumida na instalação de utilização associada à UPAC.

Compensação paga ao sistema

O artigo 25.º define que as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na expressão (2.2):

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} * V_{CIEG,t} * K_t \quad (2.2)$$

Sendo os coeficientes da expressão (2.2) os seguintes:

- $C_{UPAC,m}$: compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- P_{UPAC} : valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$: valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano t ;
- K_t : coeficiente de ponderação, entre 0% e 50%, a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano t ;
- t : ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O coeficiente $V_{CIEG,t}$ é calculado com base na equação (2.3):

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CIEG^p_{i(t-n)}) * \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG^e_{i,h(t-n)}) * \frac{1}{3} * \frac{1500}{12} \quad (2.3)$$

Os coeficientes da equação (2.3) são:

- $CIEG^p_{i(t-n)}$: corresponde ao somatório do valor das parcelas i do CIEG, mencionadas no n.º1 do artigo 3.º da Portaria n.º332/2012, de 22 de outubro, medido em € por kW, para

o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano $t - n$;

- $CIEG^e_{i,h(t-n)}$: corresponde ao somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários h de cada uma das parcelas i dos CIEG, mencionadas no n.º1 do artigo 3.º da Portaria n.º332/2012, de 22 de outubro, medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano $t - n$;

O coeficiente de ponderação K_t assume os seguintes valores:

- 50%, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, exceda os 3% (564 MW) do total da potência instalada dos centros electroprodutores do SEN;
- 30%, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, se situe entre os 1% (188 MW) e 3% do total da potência instalada dos centros electroprodutores do SEN;
- 0%, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, seja inferior a 1% do total da potência instalada dos centros electroprodutores do SEN;

Equipamentos de contagem

Segundo o artigo 22.º, é obrigatória a contagem da eletricidade total produzida pela UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW (feita por telecontagem) e cuja instalação de utilização associada se encontre ligada à RESP. A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada por contador bidirecional.

As UPAC cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (“em regime de ilha”), não necessitam de equipamento de contagem.

Fiscalização e regime transitório

As UP com potência instalada superior a 1,5 kW são sujeitas a inspeções periódicas, de 10 em 10 anos quando a potência seja inferior a 1 MW, e de 6 em 6 anos para os restantes casos.

O regime das contraordenações (exemplos: infração do limite de potência instalada ou infração na contagem e disponibilização de dados nas UPAC), presente no artigo 40.º do decreto-lei, faz variar o montante das coimas entre 100,00 € e 3.740,00 €, no caso de pessoas singulares, e entre 250,00 € e 44.800,00 €, no caso de pessoas coletivas. A negligência e a tentativa são

ambas puníveis, sendo as coimas reduzidas para metade e especialmente atenuadas, respetivas. São ainda previstas diversas sanções acessórias que podem ir até ao encerramento da UPAC.

Disposições transitórias

O artigo 44.º estabelece que as instalações para autoconsumo que se encontrem em exploração ao abrigo do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (RLIE) ou ao abrigo da Portaria n.º 237/2013, de 24 de julho, passam a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014.

Os titulares de UPAC tiveram um prazo de 3 meses a contar da data de entrada em vigor do presente decreto-lei (até 18 de abril de 2015) para efetuar o seguinte:

- Instalar os equipamentos de contagem;
- Celebrar o contrato de compra e venda de eletricidade, nos casos em que a instalação de utilização se encontre ligada à RESP e injetem ou pretendam injetar eletricidade na rede;
- Iniciar o pagamento da compensação, se aplicável;
- Contratar o seguro de responsabilidade civil.

As instalações que se encontrem dotadas de licença de estabelecimento ou de comunicação prévia aceite, nos termos do RLIE ou do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, passam igualmente a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014.

Relativamente aos regimes de microprodução e miniprodução, no novo Decreto-Lei n.º 153/2014, artigo n.º 45, os respetivos regimes remuneratórios mantêm-se em vigor. No caso de regime remuneratório bonificado, até ao termo do respetivo prazo legal, findo o qual a energia passa a ser remunerada no âmbito do regime geral da produção em regime especial, previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. No caso do regime remuneratório geral, até 15 anos contados desde a data do certificado de exploração, findo o qual a energia passa a ser remunerada no âmbito do regime geral da produção em regime especial, previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Sem prejuízo do disposto no artigo 45.º do novo decreto-lei, são revogados:

- O Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro;
- O Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro.

Na tabela 2.4 encontram-se as principais características das UPAC ao abrigo do novo regime de produção elétrica distribuída.

Tabela 2.3 - Principais características das UPAC ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014.

		≤200 W	≥200 W e ≤1500 W	≥1500 W e ≤1 MW	>1 MW	Instalação de utilização sem ligação à RESP
Condições de acesso ao regime	Limite de potência	Inferior ou igual à potência contratada na instalação de consumo			-	-
	Produção	A produção anual deve ser inferior à eletricidade consumida			-	De acordo o consumo da instalação de utilização
	Licenciamento	-	Comunicação prévia	Registo prévio e obtenção de certificado de exploração	Licença de exploração	Comunicação prévia
Equipamento de contagem	Produção	-	-	Sim com telecontagem	Sim com telecontagem	-
	Consumo	Apenas se existir registo		Sim, pode ser bidireccional	-	-
Remuneração	Energia autoconsumo	Remuneração através do custo evitado				
	Energia excedente	Só se existir registo		Remunerado ao preço de mercado, deduzido de 10%	Contrato bilateral	-
	Garantias de origem	Titular de UPAC pode beneficiar da transação de garantias de origem			-	-
Custos	Taxas para registo	Aplicáveis, segundo a Portaria n.º14/2015, artigo 19.º			-	-
	Compensação	Apenas se existir registo		Sim, para recuperação de parte dos CIEG	-	-
	Seguro de responsabilidade civil	-	-	Aplicável	Aplicável	-

2.6. Perfil de consumo

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para autoconsumo começa com a identificação do perfil de consumo da instalação, ou seja, a representação gráfica dos consumos energéticos ao longo das várias horas do dia, de forma a encontrar a solução mais adequada à instalação de consumo.

Na tabela 2.1 podem observar-se perfis de carga típicos para diferentes tipos de consumidores (SMA Solar Technology, 2013).

Tabela 2.4 – Perfis de consumo típicos para diferentes consumidores (adaptada de SMA, 2013).

Características da instalação de consumo	Tipo de perfil	Rácio de autoconsumo	Perfil de carga diário típico — Dias úteis — Sábado — Domingo	Aplicações
Funcionamento apenas durante os dias úteis (8h – 18h)	G1	10% - 90%		<ul style="list-style-type: none"> - Escritórios; - Escolas; - Hospitais; - Cantinas; - Bancos; - Edifícios administrativos; - Oficinas automóveis; - Prestação de serviços; - Indústrias: construção, madeira, metal e automóvel.
Comércio noturno	G2	10% - 100%		<ul style="list-style-type: none"> - Hotéis; - Cafés; - Restaurantes; - Postos de abastecimento de combustível; - Locais de lazer, cultura e desporto; - Iluminação elétrica.
Comércio contínuo	G3	10% - 100%		<ul style="list-style-type: none"> - Lojas com muitos equipamentos de refrigeração; - Sistemas de ventilação; - Sistemas de climatização; - Infraestruturas de TI (Tecnologias de Informação); - Parques de estacionamento subterrâneo; - Estações de tratamento de esgotos; - Supermercados.
Lojas	G4	10% - 90%		Estabelecimentos comerciais convencionais.
Explorações agrícolas e de laticínios	L1	20% - 70%		Explorações agrícolas e de laticínios.

Existem dois indicadores importantes quando se projetam este tipo de sistemas, nomeadamente: rácio de autoconsumo e rácio de autossuficiência.

O rácio de autoconsumo indica que percentagem de energia produzida pelo sistema é aproveitada para abastecer a instalação de consumo. Este indicador é dado pela razão entre a energia consumida proveniente do sistema fotovoltaico e a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

O rácio de autossuficiência é dado pela razão entre a energia produzida pela UPAC e a energia consumida pela instalação. Este é um indicador que quantifica a autonomia da instalação em relação à rede.

3. METODOLOGIA

3.1. Casos de estudo

Com o objetivo de estudar a viabilidade económica da produção fotovoltaica ao abrigo do Decreto-Lei n.º153/2014, de 25 de outubro, do ponto de vista dos *prosumers*, selecionaram-se vários casos de estudo, que vão desde um pequeno consumidor comercial, à média unidade industrial (algumas dezenas de kW) até a um grande consumidor (superior a 1MW). Em seguida, apresenta-se uma breve caracterização de cada um dos casos estudados, no que diz respeito à localização, ao nível de tensão e potência contratada e ao tipo de tarifa de eletricidade da instalação de consumo.

O primeiro caso de estudo é referente à Faculdade de Ciências e Tecnologia (FCT) da Universidade Nova de Lisboa, situada no Monte de Caparica, concelho de Almada, distrito de Setúbal. A FCT-UNL é fornecida em MT, tem uma potência contratada de 1732 kVA e uma tarifa tetra-horária em ciclo semanal com feriados.

O segundo caso de estudo é referente à empresa Santos&Pereira, Lda., focada na importação e exportação de frutas e legumes pré-embalados e não pré-embalados, situada em Gaeiras, concelho de Óbidos, distrito de Leiria. A instalação de consumo é fornecida em MT, tem uma potência contratada de 186 kVA e uma tarifa tetra-horária em ciclo semanal com feriados.

O terceiro caso de estudo é referente à Associação Portuguesa de Pais e Amigos do Cidadão Deficiente Mental, situada na Quinta da Carapalha. A instalação de consumo é fornecida em BTE, tem uma potência contratada de 87 kVA e uma tarifa tetra-horária em ciclo diário.

O quarto caso de estudo é referente à empresa Radialcor, Lda., focada no comércio de tintas e materiais de construção, situada na Ramada, concelho de Odivelas, distrito de Lisboa. A instalação é fornecida em BTN, tem uma potência contratada de 20,7 kVA e uma tarifa simples.

O quinto caso de estudo é referente ao restaurante Churrasqueira Dom Pedro, situado na Ramada, concelho de Odivelas, distrito de Lisboa. O restaurante é fornecido em BTN, tem uma potência contratada de 27,6 kVA e uma tarifa tri-horária em ciclo diário.

3.2. Método de obtenção de dados

3.2.1. Dados e perfis de consumo

Para um correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico de autoconsumo é fundamental conhecer e analisar os perfis de consumo (diagramas de carga) mensais, semanais e diários da instalação onde se pretende implementar o sistema, de forma a encontrar a melhor solução custo/benefício. Os dados de consumo de cada um dos casos de estudo foram obtidos através de um dos três seguintes métodos: serviço de telecontagem da EDP Distribuição, registo

dos consumos através de leituras no contador e análise dos consumos presentes nas faturas de eletricidade.

Relativamente aos casos de estudo da FCT-UNL e da indústria, instalações fornecidas em MT, obtiveram-se os consumos do ano 2014 através do serviço de telecontagem da EDP Distribuição, o qual disponibiliza dados detalhados dos consumos das instalações com as leituras registadas durante o intervalo horário definido pelo utilizador, tendo sido para estes casos de uma hora.

Através destes dados, calcularam-se os consumos médios horários para cada mês do ano, obtendo-se o diagrama de carga diário típico de cada mês, e calcularam-se os consumos médios horários para esse ano, obtendo-se, assim, o diagrama de carga representativo de um dia médio do ano.

Uma vez que, em ambas as instalações, é previsível uma quebra na energia consumida durante alguns dias da semana, tornou-se necessário obter a potência média consumida para cada dia da semana (de segunda-feira a domingo), ao longo do ano. Foi ainda efetuada a soma total de consumos para cada mês do ano.

Os dados de consumo dos casos de estudo dos setores comercial e da restauração foram obtidos através de leituras efetuadas nos contadores de eletricidade das respetivas instalações, em intervalos de uma hora, durante uma semana, nos respetivos horários de funcionamento das instalações. Os dados adquiridos foram replicados até serem suficientes para completar doze meses do ano.

Para o caso de estudo do setor comercial, calcularam-se os consumos médios horários de segunda-feira a sexta-feira (dias em que a empresa funciona das 08:00h às 19:00h), no sentido de obter o diagrama de carga representativo de um dia útil típico do ano. Considerou-se também, que o diagrama de carga obtido nas medições de sábado (dia em que a empresa funciona das 08:00h às 13:00h) foi representativo desse mesmo dia para o resto do ano.

Para o caso de estudo do setor da restauração, calcularam-se os consumos médios horários de terça-feira a domingo (dias em que o restaurante funciona das 09:00h às 23:00h), de forma a obter o diagrama de carga representativo de um dia de funcionamento típico do ano. Em ambos os casos de estudo estimou-se que o consumo horário das instalações durante os períodos de encerramento corresponde ao quociente entre a energia consumida durante esse período e o número de horas correspondente.

Em ambos os casos, a energia consumida durante o período de encerramento foi obtida através da diferença da energia consumida na última medição de segunda-feira e da energia consumida na primeira medição de terça-feira.

Para a instalação de solidariedade social os dados de consumo foram obtidos através da análise da energia ativa consumida em cada um dos períodos do tarifário, informação obrigatória nas faturas de eletricidade. Através da equação 3.1 foi possível obter a energia média consumida ao longo de cada período tarifário (E_{ch}):

$$E_{ch} = \frac{E_{cm}}{n_d * n_h} \quad (3.1)$$

onde E_{cm} corresponde à energia consumida mensalmente durante o período tarifário, n_d ao número de dias do mês e n_h ao número de horas do período tarifário. Assim, foi possível obter o diagrama de carga representativo de um dia típico de cada mês, consoante a E_{ch} . De salientar que a equação 3.1 se aplica de forma igual qualquer que seja o período tarifário.

3.2.2. Energia produzida, autoconsumida e vendida

Localização e orientação da UPAC

Com intuito de obter a energia produzida pela UPAC, a energia autoconsumida pela instalação e a energia vendida à RESP de cada caso de estudo, em intervalos de uma hora ao longo de um ano, utilizou-se o *software* de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos PVsyst 6.3.9, ligados à rede, isolados e com sistemas de bombagem. O *software* possui uma opção de *net metering* para dimensionar sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica, a qual também pode ser utilizada para dimensionar sistemas de autoconsumo.

O primeiro passo para o dimensionamento da UPAC foi definir a sua localização geográfica e respetivos dados meteorológicos. Estes dados podem ser extraídos da própria base de dados do PVsyst (com cerca de 330 localizações em todo o mundo), importados a partir de diversas bases de dados externas (*PVGIS-ESRA*, *Helioclim-3*, *Retscreen*, *NASA-SSE*, *Satellight*, *Meteonorm*, entre outros) ou dados reais obtidos através de medições numa dada localização.

Para todos os casos de estudo selecionou-se a base de dados *Meteonorm 6.1*. Esta é a base de dados padrão do PVsyst e a que fornece os dados meteorológicos mais conservativos (irradiância global e difusa (kWh/m²), temperatura (°C) e velocidade do vento (m/s) num ano típico em intervalos de uma hora), garantindo resultados mais prudentes na rentabilidade das UPAC.

Em seguida, definiu-se o azimuth e a inclinação dos módulos, de acordo com o maior valor de irradiância incidente no plano dos módulos (kWh/m².ano) obtido para um ano típico (indicado pelo programa). O programa também permite otimizar o azimuth e inclinação dos módulos para os meses de verão ou de inverno. Contudo, este tipo de otimização é mais indicado para casos de estudo com consumos sazonais.

Seleção do módulo fotovoltaico e inversor

Por norma, para se selecionar o melhor módulo fotovoltaico, tem-se em conta a melhor relação preço/potência nominal. Contudo, para a análise económica efetuada neste estudo não foi considerado o preço individual de cada componente da UPAC, mas sim preços médios finais

de sistemas fotovoltaicos (€/Wp), com base numa análise de mercado. Assim, seleccionar o módulo do mercado com a melhor relação preço/potência nominal é irrelevante para o estudo. O módulo seleccionado para todos os casos de estudo foi o *REC 250 PE*.

O inversor seleccionado deve ser compatível com a potência fotovoltaica instalada (P_{PV}). Para tal, foi necessário realizar o teste descrito na expressão numérica 3.2 (GreenPRO, 2004). Este teste verifica se a potência instalada não excede a potência que o inversor pode receber, tendo a potência instalada de se situar entre 70% a 120% da potência nominal do inversor ($P_{inv,DC}$). Esta condição tem de ser verificada caso se trate de apenas um inversor, o inversor central, ou para o caso de combinações entre vários inversores.

$$70\% * P_{PV} < P_{inv,DC} < 120\% * P_{PV} \quad (3.2)$$

Para este estudo apenas se utilizaram inversores da marca *KAKO new energy* subdimensionados de forma a otimizar a sua eficiência (GreenPRO, 2004). A escolha dos inversores a utilizar respeitou os avisos de excesso de subdimensionamento da $P_{inv,DC}$ fornecidos pelo *PVsyst* (para perdas de potência por sobrecarga do inversor superiores a 3% durante um ano o programa impede a simulação).

Configuração da matriz e potência fotovoltaica

A amplitude da tensão no inversor, resultante do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série numa fileira, depende da temperatura. Tendo em conta o impacto da temperatura devem calcular-se, para os extremos de temperatura que o módulo possa atingir na localização em questão, os valores de tensão de cada módulo de forma a obter o número máximo e mínimo de módulos em série. O *PVsyst* tem definido valores limite padrão de -10 °C e 60 °C tendo sido estes os valores considerados para a definição da matriz fotovoltaica.

De forma a determinar-se o número máximo de módulos em série foi calculada a tensão em circuito aberto para a temperatura mínima admissível, através da equação 3.3:

$$U_{oc(módulo - 10^{\circ}C)} = U_{oc,stc} * \left(1 - \frac{35^{\circ}C * \Delta U}{100}\right) \quad (3.3)$$

onde $U_{oc(módulo - 10^{\circ}C)}$ é a tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de -10 °C expressa em V, $U_{oc,stc}$ é a tensão de circuito aberto nas condições de referência em V e ΔU é a variação da tensão em % em função da temperatura, expressa em °C.

Em seguida, calculou-se o número máximo de módulos, $N_{máx}$, através da razão entre a tensão máxima admissível do inversor, $U_{máx(inv)}$, e a tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de -10 °C, indicada na equação 3.4:

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x (inv)}}{U_{oc} (-10^{\circ}C)} \quad (3.4)$$

Analogamente, calculou-se o número mínimo de módulos em série, $N_{m\acute{i}n}$, recorrendo às equações 3.5 e 3.6:

$$U_{mpp (mdulo\ 70^{\circ}C)} = U_{mpp, stc} * \left(1 + \frac{35^{\circ}C * \Delta U}{100}\right) \quad (3.5)$$

$$N_{m\acute{i}n} = \frac{U_{mpp(inv\ m\acute{i}n)}}{U_{mpp (mdulo\ 70^{\circ}C)}} \quad (3.6)$$

onde $U_{mpp (mdulo\ 70^{\circ}C)}$  a tensão no ponto de máxima potência para a temperatura de funcionamento dos módulos de $70^{\circ}C$ expressa em V, $U_{mpp, stc}$ representa a tensão no ponto de máxima potência nas condições de referência expressa em V e $U_{mpp (inv\ m\acute{i}n)}$ indica o valor mínimo da gama MPP (máximo ponto de potência) do inversor expressa em V.

Para completar o dimensionamento da matriz fotovoltaica, verificou-se se em algum momento a corrente do sistema fotovoltaico ultrapassou o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras, $N_{fileiras}$, que o inversor selecionado consegue suportar é igual ao quociente entre a corrente máxima de entrada do inversor, $I_{m\acute{a}x (inv)}$, expressa em A, e a corrente máxima da fileira, $I_{m\acute{a}x\ fileira}$, expressa em A, tal como indicado na expressão 3.7:

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{m\acute{a}x (inv)}}{I_{m\acute{a}x\ fileira}} \quad (3.7)$$

O PVsyst permite que se escolha a potência que se quer instalar, contudo a potência efetivamente a instalar pode variar consoante a potência do módulo selecionado e a configurao da matriz do sistema. Desta forma, a configurao da matriz utilizada em cada caso de estudo foi aquela cuja potência do sistema (kWp) foi a mais próxima da potência fotovoltaica que se planeou instalar (kWp), respeitando todas as condições anteriormente determinadas. A metodologia inerente  seleo da potência a instalar para cada caso de estudo compreendeu duas fases.

Numa primeira fase, analisaram-se os diagramas de carga diários tpicos de cada mês para cada caso e, num intervalo típico de produo fotovoltaica, que ficou definido das oito horas às dezoito horas, selecionou-se o maior e menor valor de energia consumida numa hora. Com base nesses dois valores de consumo, selecionaram-se três níveis de potências a instalar: uma próxima do menor valor de consumo (P_A), outra intermédia (P_B) e outra próxima do maior valor de consumo (P_C).

Numa segunda fase, após a simulação em *PVsyst*, determinou-se, das três potências selecionadas, a que obtinha a melhor taxa interna de rentabilidade (TIR). Quando a TIR, indicador de viabilidade económica, era melhor para a potência intermédia considerou-se essa como a potência ótima a instalar. No entanto, quando a TIR foi melhor para a menor ou maior potência, selecionou-se uma nova potência de menor ou maior valor para testar (P_n), respetivamente. A nova potência foi selecionada através da seguinte metodologia (figura 3.1):

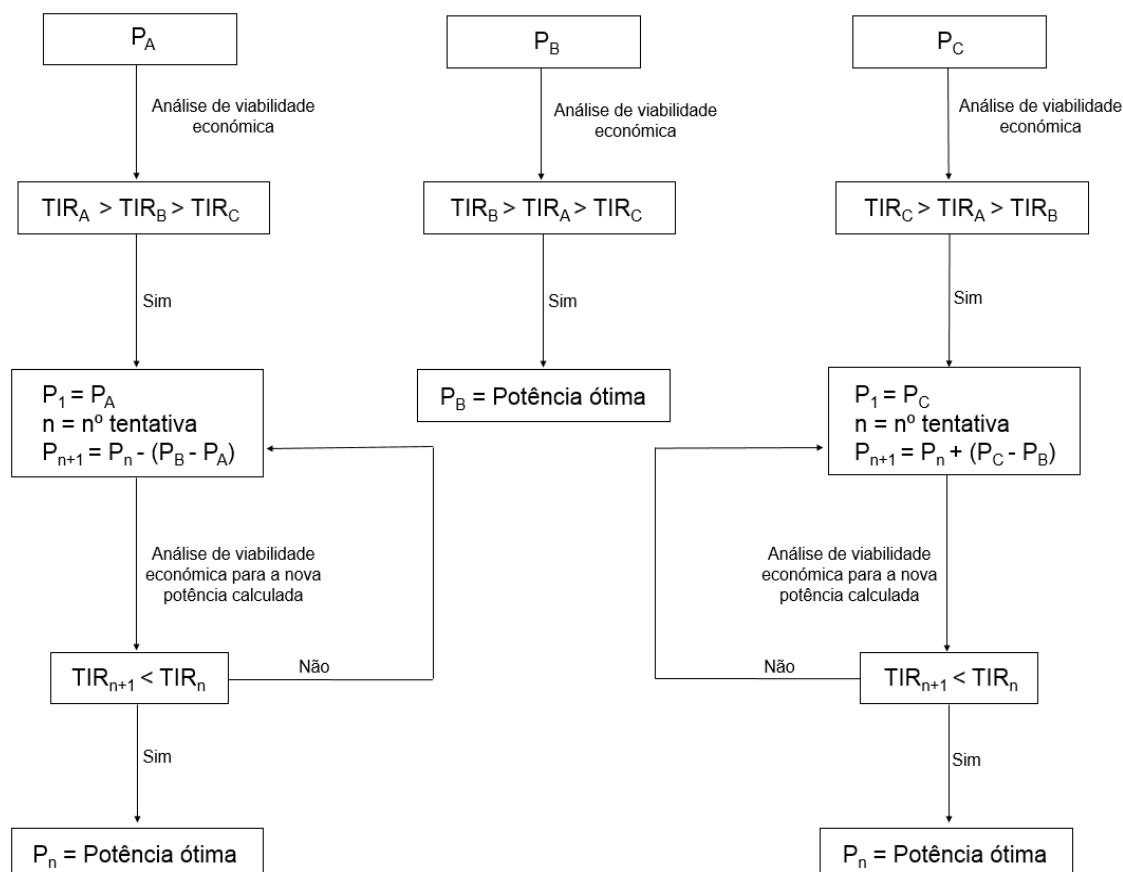


Figura 3.1 – Metodologia utilizada para a seleção da melhor potência a instalar segundo a TIR

Eficiência de produção fotovoltaica

Após a introdução da topologia do sistema fotovoltaico no *PVsyst*, definiram-se as perdas de conversão da potência AC para DC no programa. As perdas consideradas no programa foram: perdas por diferença entre módulos, isto é, a possibilidade de haver perdas de energia por os módulos não serem exatamente iguais; perdas de Joule; perdas derivadas da sujidade dos módulos e perdas de rendimento do módulo resultantes da temperatura da célula. Os valores das perdas consideradas correspondem aos padrão do *PVsyst* e podem ser consultados nos Anexos II, V, VIII, XI e XIV (relatórios do *PVsyst*).

Simulação PVsyst

Concluído o dimensionamento do sistema fotovoltaico importou-se o ficheiro .csv (*Microsoft Excel Comma Separated Values File*) com os dados de consumo de um ano, em intervalos de uma hora, (obtidos em 3.2.1.) e selecionaram-se as variáveis que se pretendiam obter através da simulação (*outputs*). A tabela 3.1 inclui os *inputs* e *outputs* das simulações efetuadas no PVsyst.

Tabela 3.1 - Inputs e outputs das simulações efetuadas no PVsyst

Inputs	Outputs
Localização do projeto	Energia produzida pela UPAC (kWh)
Azimute (°)	Energia autoconsumida pela instalação (kWh)
Inclinação (°)	Energia injetada para a RESP (kWh)
Marca e potência do módulo	
Marca e potência do inversor	
Número de módulos em série	
Número de fileiras	
Perdas de conversão DC para AC (%)	
Potência solicitada pela instalação (kW)	

3.3. Avaliação energética, económica e financeira

A escolha de um investimento ou de um projeto a implementar não é apenas realizada com base na sua viabilidade técnica. Na realidade, a escolha de um projeto em detrimento de outros igualmente viáveis numa perspetiva meramente técnica, é realizada por meio de uma comparação das suas avaliações económicas e financeiras. A avaliação económica (ótica do projeto/capital total) avalia a rentabilidade do investimento pressupondo que este é exclusivamente financiado por capitais próprios. A avaliação financeira (ótica do investidor/capital próprio) avalia a rentabilidade do investimento, considerando os custos de financiamento decorrentes do recurso a capitais alheios (Megre, 2013).

O presente estudo focou-se na avaliação energética, económica e financeira de projetos de autoconsumo, desenvolvida com o auxílio de folhas de cálculo do *software Microsoft Excel 2013*. No presente subcapítulo são enunciados todos os métodos e pressupostos económicos e financeiros utilizados na avaliação dos projetos.

3.3.1. Avaliação energética

A energia produzida ao longo de um dia tem um valor económico diferente para os *prosumers* com tarifários bi-horário, tri-horário e tetra-horário, isto porque a energia produzida é a energia que não é consumida, ou seja, a que o *prosumer* não compra à rede. Para se iniciar o cálculo das quantidades de eletricidade passíveis de serem reduzidas através da instalação da UPAC foi necessário, em primeiro lugar, separar a eletricidade consumida, por cada período de consumo (por exemplo para tarifário tetra-horário consideraram-se os seguintes períodos: super vazio, vazio, cheias e ponta), em cada uma das horas do ano. Na presença desses valores foi possível somá-los para cada uma das horas do mês e, dessa forma, determinar a energia elétrica consumida mensalmente (kWh) em cada período do tarifário. Além desses dados, foi igualmente possível determinar o número de horas de ponta de cada mês, de forma a se estimarem os valores de potência média (kW) tomada em horas de ponta. A potência tomada em horas de ponta foi obtida através do quociente entre a eletricidade consumida em cada mês nas horas de ponta pelo número de horas de ponta desse mês.

Analogamente, aplicou-se o mesmo processo aos valores de energia produzida, autoconsumida e vendida à rede (calculados pelo *PVsyst*), ou seja, separou-se cada uma das variáveis por cada período de consumo, em cada uma das horas do ano. Na presença desses valores foi possível somá-los para cada uma das horas do mês e, dessa forma, determinar, para cada período do tarifário, a energia elétrica produzida mensalmente pela UPAC (kWh), a energia elétrica autoconsumida mensalmente (kWh) e a energia elétrica vendida mensalmente à RESP (kWh).

3.3.2. Avaliação económica e financeira

Custos de eletricidade sem a instalação da UPAC

Conhecendo o plano tarifário e respetivas tarifas de energia ativa a que cada instalação se encontrava sujeita, bem como a tarifa da potência tomada em horas de ponta (caso a instalação de consumo se encontrasse sujeita a este pagamento), determinaram-se os encargos totais com a energia ativa e com a potência tomada em horas de ponta. Os encargos mensais com a energia ativa sem UPAC (€) calcularam-se através do somatório dos produtos da energia ativa consumida mensalmente pela carga, em cada período do tarifário, pelas respetivas tarifas (€/kWh) (equação 3.8). Os encargos mensais com a potência tomada em horas de ponta calcularam-se através do produto da potência tomada em horas de ponta mensalmente pela tarifa da potência em horas de ponta (€/kW) (equação 3.9):

$$D_{ME, sem UPAC} = \sum_n E_{CM, n} * t_n \quad (3.8)$$

onde $D_{ME, sem UPAC}$ corresponde aos encargos mensais com energia ativa sem UPAC (€), $E_{CM, n}$ corresponde à energia ativa consumida mensalmente pela carga (kWh); índice n corresponde ao período tarifário; e t_n corresponde à tarifa aplicada no período tarifário (€/kWh).

$$D_{MP, sem UPAC} = \sum_n P_{M, n} * t_p \quad (3.9)$$

onde $D_{MP, sem UPAC}$ corresponde aos encargos mensais com potência tomada em horas de ponta sem UPAC (€); $P_{M, n}$ corresponde à potência tomada em horas de ponta mensalmente (kW); índice n corresponde ao período tarifário; e t_p corresponde à tarifa aplicada à potência tomada em horas de ponta (€/kW).

Custos de eletricidade com a instalação da UPAC

Depois de se determinarem as quantidades de energia elétrica produzida, autoconsumida e vendida, em cada período do tarifário, para cada mês do ano, procedeu-se à estimativa dos custos mensais com os termos da fatura considerados, nomeadamente a energia ativa consumida e a potência tomada em horas de ponta, após a instalação da UPAC. Para tal, determinou-se, em primeiro lugar, a energia adquirida à rede através da diferença entre a energia consumida mensalmente pela carga e a energia elétrica autoconsumida mensalmente, para cada um dos períodos tarifários, tendo os encargos mensais sido calculados a partir da equação 3.10:

$$D_{ME, com UPAC} = \sum_n E_{CM, n} * t_n \quad (3.10)$$

onde $D_{ME, com UPAC}$ corresponde aos encargos mensais com energia ativa com UPAC (€), $E_{CM, n}$ corresponde à energia ativa consumida mensalmente pela carga (kWh); índice n corresponde ao período tarifário; e t_n corresponde à tarifa aplicada no período tarifário (€/kWh).

A potência mensal tomada em horas de ponta após a instalação da UPAC foi obtida através do quociente entre a eletricidade adquirida em cada mês nas horas de ponta pelo número de horas de ponta desse mês, tendo os encargos mensais sido calculados a partir da equação 3.11:

$$D_{MP, com UPAC} = \sum_n P_{M, n} * t_p \quad (3.11)$$

onde $D_{MP, com\ UPAC}$ corresponde aos encargos mensais com potência tomada em horas de ponta com UPAC (€); $P_{M, n}$ corresponde à potência tomada em horas de ponta mensalmente (kW); índice n corresponde ao período tarifário; e t_p corresponde à tarifa aplicada à potência tomada em horas de ponta (€/kW).

Poupança anual nos custos de eletricidade com UPAC durante o tempo de vida útil dos equipamentos

O montante mensal de poupança na fatura de eletricidade (expresso em €) possibilitado pela instalação da UPAC, durante o primeiro ano de operação foi calculado pela equação 3.12:

$$M_{PM} = ((D_{ME, sem\ UPAC} + D_{MP, sem\ UPAC}) - (D_{ME, com\ UPAC} + D_{MP, com\ UPAC})) * IVA + R_{UPAC, m} \quad (3.12)$$

onde para o cálculo da remuneração da eletricidade fornecida à RESP (€) utilizou-se a equação 2.1 (subcapítulo 2.5.3.3.). Sendo que o montante anual de poupança na fatura de eletricidade (expresso em €) foi obtido através do somatório dos montantes mensais de poupança na fatura de eletricidade.

Para se determinar os montantes anuais de poupança após o primeiro de funcionamento da UPAC, ao longo do tempo de vida útil dos equipamentos, teve-se em consideração a degradação média anual da produção de eletricidade da UPAC, segundo o referido no catálogo de fabricante dos módulos fotovoltaicos (Anexo I), e o aumento dos preços de eletricidade, segundo a média da inflação verificada entre 1991 e 2014 (calculada no subcapítulo 2.3.5).

Cash flows do projeto

Os *cash flows* (fluxos de caixa) são a medida mais adequada para avaliação da rentabilidade de projetos de investimento (Megre, 2013). No presente estudo foram considerados os seguintes tipos de *cash flows* (CF):

- *Cash flow* de investimento (CF_I) que englobou as despesas associadas à implementação do projeto (expresso em €);
- *Cash flow* de exploração (CF_E), que englobou os fluxos monetários, de entrada e saída (ou *cash in* e *cash out*, respetivamente), associados à exploração da atividade relacionada com a implementação do projeto (expresso em €);
- *Cash flow* global (CF), que foi calculado pela diferença entre o *cash flow* de exploração e o *cash flow* de investimento (expresso em €);

Para o cálculo do *cash flow* de investimento apenas foi considerado o investimento em capital fixo, o qual incluiu:

- Módulo fotovoltaico;
- Estrutura para fixação dos módulos;
- Inversor;
- Sistema de monitorização;
- Circuito DC;
- Circuito AC;
- Ligação à rede;
- Instalação, projeto e responsabilidade técnica.

O cálculo do *cash flow* de exploração foi calculado através da seguinte equação 3.13:

$$CF_E = R - D \quad (3.13)$$

onde as receitas anuais (R) anuais (expressas em €) correspondem ao somatório da poupança de energia ativa, poupança de potência tomada em horas de potência, venda de energia à rede e imposto do IVA sobre a energia autoconsumida num ano; e as despesas (D) anuais (expressas em €) correspondem à compensação dos CIEG, ao seguro de responsabilidade civil, às despesas de operação e manutenção (O&M) e às amortizações do serviço da dívida.

Para o cálculo do *cash flow* global, na ótica da rentabilidade do projeto, não fizeram parte nem a entrada de capitais nem os respetivos reembolsos. Contrariamente, para o cálculo do *cash flow* global na ótica do investidor foram considerados os empréstimos e o serviço da dívida. Assim, as amortizações do serviço da dívida apenas foram consideradas nos cenários de financiamento do projeto com capitais alheios.

Indicadores económicos

Na avaliação de projetos recorre-se a critérios/indicadores de rentabilidade para suportar a tomada de decisão de investir ou não investir num dado projeto, ou escolher entre várias alternativas de investimento. Os indicadores considerados para a avaliação económica e financeira de cada um dos projetos foram:

- Valor atual líquido (VAL);
- Taxa interna de rentabilidade (TIR);
- Retorno sobre o investimento (ROI);
- Período de recuperação com atualização (PRA);
- Custo nivelado de energia (LCOE).

O apuramento da rentabilidade de um projeto através do VAL consiste em calcular o valor atual dos rendimentos (*cash flows*) futuros atualizados em função do custo de capital e subtrair-lhe o valor atual do investimento. Como critério de aceitação, se o VAL for maior que zero a decisão de investir no projeto é viável com rentabilidade superior à exigida, se for menor que zero o projeto é economicamente inviável devendo ser rejeitado. Como critério de comparação deve-se escolher o projeto com maior VAL positivo, se as estruturas de capital, volumes de investimento e duração forem iguais (Megre, 2013).

A fórmula genérica para o cálculo do VAL quando existe um único investimento no momento inicial, com atualização dos *cash flows*, é dada pela equação 3.13 (Castro, 2011):

$$VAL = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+a)^p} - I \quad (3.13)$$

onde CF_p é o *cash flow* global do período p ; I é a despesa de investimento inicial (€) e a é a taxa de atualização.

A TIR é a taxa de atualização à qual os *cash flows* são financeiramente equivalentes às despesas de investimento, ou seja, é a taxa de atualização para a qual o VAL é igual a zero. Como critério de decisão, aceita-se o projeto cuja TIR é superior ao custo de oportunidade de capital (taxa de atualização) e rejeita-se o projeto cuja TIR é inferior ao custo de oportunidade de capital. Como critério de comparação deve-se escolher o projeto com maior TIR positiva, entre projetos mutuamente exclusivos e que apresentem o mesmo grau de risco.

O cálculo da TIR faz-se por iterações, até se encontrar a taxa que iguala o VAL a zero (equação 3.14) (Megre, 2013):

$$VAL = \sum_{p=0}^n CF_p * (1+a^*)^{-p} = 0 \quad (3.14)$$

onde CF_p é o *cash flow* global do período p e a é a taxa de atualização.

O ROI (ou índice de rentabilidade atualizado) é uma medida da rentabilidade efetiva do projeto por unidade de capital investida atualizada. O seu cálculo é efetuado através da equação 3.15:

$$ROI = \frac{\sum_{p=1}^n \frac{R_p - D_p}{(1+a)^p}}{\sum_{p=1}^n \frac{I_p}{(1+a)^p}} \quad (3.15)$$

onde R_p corresponde às receitas económicas no período p (€); D_p corresponde às despesas anuais no período p (€); I é a despesa de investimento no período p (€) e a é a taxa de atualização.

O PRA determina o período de retorno do investimento efetuado, ou seja, mostra quanto tempo é necessário para que os fluxos gerados pelo projeto cubram na totalidade o investimento que foi realizado para os obter.

Contrariamente ao período de recuperação, o PRA apresenta a vantagem de considerar o custo de capital, o que significa que no seu cálculo intervém o valor dos *cash flows* atualizados. Quando não existe um PRA considerado aceitável pelos promotores do projeto, aceitam-se os projetos cujo PRA seja inferior ao tempo de vida útil do projeto.

A expressão utilizada para o cálculo do PRA atualizado é a seguinte (Castro, 2011):

$$-I + \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+a)^p} \geq 0 \quad (3.14)$$

O LCOE é calculado pela equação 3.15 (PV Parity, 2012):

$$LCOE = \frac{I + \sum_{p=1}^n \frac{O\&M_p}{(1+a)^p}}{\sum_{p=1}^n \frac{EP_p}{(1+a)^p}} \quad (3.15)$$

onde EP_p é a energia elétrica produzida anualmente pela UPAC no período p (kWh); I é a despesa de investimento inicial (€); a é a taxa de atualização e $O\&M$ as despesas de operação e manutenção do projeto no período p (€). De salientar que o LCOE não é considerado um indicador financeiro, mas sim um indicador do custo de produção de energia.

Pressupostos técnicos, económicos e financeiros

Os pressupostos económicos e financeiros considerados para todos os casos de estudo foram:

- Investimento total da UPAC baseado em preços atuais (€/Wp) que se praticam no mercado já com o IVA aplicado. O estudo de mercado compreendeu três empresas do setor que por questões de confidencialidade não autorizaram a utilização do seu nome como referência;
- Custos anuais de O&M correspondentes a 1% do investimento total (Castro, 2011);
- Isenção do pagamento da prestação mensal fixa dos CIEG (termos do artigo 25º do Decreto-Lei n.º 153/2014);

- Seguro de responsabilidade civil no valor de 200€ por ano para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade (segundo o disposto na alínea h do artigo 8º do Decreto-Lei n.º 153/2014);
- Depreciação anual da produção fotovoltaica de 0,7% (informação dada pelo fabricante do módulo fotovoltaico);
- 10 Anos de remuneração da energia proveniente das UPAC fornecida à RESP pelo *prosumer*, segundo o disposto no artigo 23º do Decreto-Lei n.º 153/2014), com preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal referentes ao ano de 2014;
- Aumento anual dos preços de eletricidade de 2,9% (inflação média entre 1991 e 2014);
- Taxa de atualização dos *cash flows* de 7% (Castro, 2011);
- Horizonte do projeto de 25 anos, correspondente ao tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos (Castro, 2011);
- Consumo anual de energia da instalação constante nos 25 anos de vida útil do projeto;
- Taxa de juro TAN (taxa anual nominal) de 3,048% (*Euribor* a 6 meses de +0,048% mais *spread* de 3%). O valor do *spread* foi referenciado pela Caixa Geral de Depósitos, específico para investimentos em energias renováveis, e a taxa *Euribor* a 6 meses corresponde à taxa de 10 de agosto de 2015;
- Taxa do imposto sobre o valor acrescentado (IVA) de 23%, segundo o disposto no capítulo IV, artigo 18.º do CIVA (código do imposto sobre o valor acrescentado, última atualização: Lei n.º63-A/2015 de 30 de junho);
- Taxa de imposto sobre os lucros gerados não foi considerada, uma vez que as UPAC representam uma medida de eficiência energética e a energia vendida à rede tem um valor residual;
- Taxa de imposto especial de consumo de eletricidade (IEC) não foi considerada devido ao seu valor residual de 0,001€/kWh (taxa máxima segundo o disposto na Portaria n.º 320-D/2011, de 30 de dezembro);
- A faturação do contrato de venda de eletricidade é processada pelo CUR em regime de autoliquidação de IVA, logo não foi aplicado IVA na venda de energia elétrica à RESP (APREN, 2014).

3.4. **Análise do risco e da incerteza**

3.4.1. **Análise de sensibilidade**

A análise do risco e da incerteza de um projeto permite ao investidor ganhar uma perspetiva mais abrangente e mais útil no processo de tomada de decisão, ao mesmo tempo que

permite avaliar o interesse das alternativas de investimento disponíveis. Para cada um dos casos de estudo, foi feita uma análise de sensibilidade e uma análise de cenários.

A análise de sensibilidade visa medir os efeitos sobre a rentabilidade do projeto, das variações de que certas variáveis da análise do projeto podem sofrer. Uma das grandes vantagens deste método é testar a capacidade de rentabilidade de um projeto, ou seja, avaliar quão sensível é a rentabilidade do projeto (Megre, 2013).

As variáveis do projeto selecionadas para a análise de sensibilidade foram:

- Valor do investimento total;
- Taxa de atualização;
- Inflação do preço de eletricidade;
- Depreciação anual de produção de eletricidade;
- Compensação dos CIEG.

Uma vez que todos os projetos são da mesma natureza apenas se efetuou a análise de sensibilidade para o caso de estudo da faculdade, sendo que as conclusões dessa análise foram extrapoladas para os restantes casos de estudo.

3.4.2. Análise de cenários

A análise de cenários permite avaliar o impacto conjunto das variáveis críticas, tendo sido considerados 135 cenários de teste para cada caso de estudo, os quais correspondem ao produto entre os três montantes de investimento total inicial considerados pelos quinze cenários de financiamento e as três taxas consideradas para a atualização dos *cash flows*. Os pressupostos foram:

- Montantes de investimento inicial com o preço (€) por Wp 20% inferior, 20% superior e igual ao verificado na análise de mercado;
- Taxas de atualização de 4%, 7% e 10%. A taxa de atualização de 10% é um valor aproximado do valor referenciado de *cost of equity* para o ramo da construção/engenharia, a de 7% à referenciada por Rui Castro em “*Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*.” e a de 4% corresponde à diminuição resultante da diferença da taxa de atualização de 10% e 7%, de forma a obter um cenário mais otimista;
- Quinze cenários de financiamento, nomeadamente: financiamento sem apoio; 100% de capitais alheios; 30% de capitais a fundo perdido; 20%, 40% e 60% de capitais a fundo perdido; 20%, 40% e 60% com capitais alheios; 20% de capitais a fundo perdido e 80% com capitais alheios; 40% de capitais a fundo perdido e 60% com capitais alheios; 60% de capitais a fundo perdido e 40% com capitais alheios; 20% de capitais a fundo perdido e 20% com capitais alheios; 40% de capitais a fundo perdido e 20% com capitais alheios; e 20% de capitais a fundo perdido e 40% com capitais alheios.

De salientar que capitais a fundo perdido são capitais que não requerem reembolso do financiado ao financiador e que capitais alheios correspondem aos empréstimos bancários, os quais já requerem reembolso com juros do financiado ao financiador.

Para este estudo foram considerados três tipos de financiamentos: sem apoio, financiamento 100% bancário e financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios. Os restantes cenários encontram-se em anexo e servem de consulta para futuros estudos.

O financiamento 100% bancário corresponde ao cenário de financiamento mais pessimista e o financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios corresponde a um cenário semelhante ao de uma dedução fiscal de 30%, o qual é proposto por João Joanaz de Melo no artigo *Green tax reform, tipping Point for energy use: the portuguese case* (Melo, 2015).

O cenário de 30% de dedução fiscal foi estudado com base em três critérios:

- Permitir reduzir o período de retorno de investimento em cerca de dois anos;
- Por analogia com as taxas mais altas de deduções habitualmente encontradas no IRS;
- Representar um esforço dominante do investidor privado, ainda que com apoio significativo do Estado.

4. RESULTADOS OBTIDOS

4.1. Investimento UPAC (€/Wp)

O investimento total da UPAC (€) considerado para cada caso de estudo foi baseado em preços atuais que se praticam no mercado já com o IVA aplicado. Com base nos valores da tabela 4.1, traçou-se um gráfico com a respetiva linha de tendência e determinou-se a função correspondente (figura 4.1).

Tabela 4.1 – Custo do sistema para diferentes potências instaladas.

Potência UPAC, P_{UPAC} (kWp)	Investimento UPAC (€/kWp)
0,25	3 028
0,5	2 774
0,75	2 680
1	2 680
1,5	2 635
3,5	2 172
10	1 968
50	1 631
100	1 431
250	1 288
1000	1 181

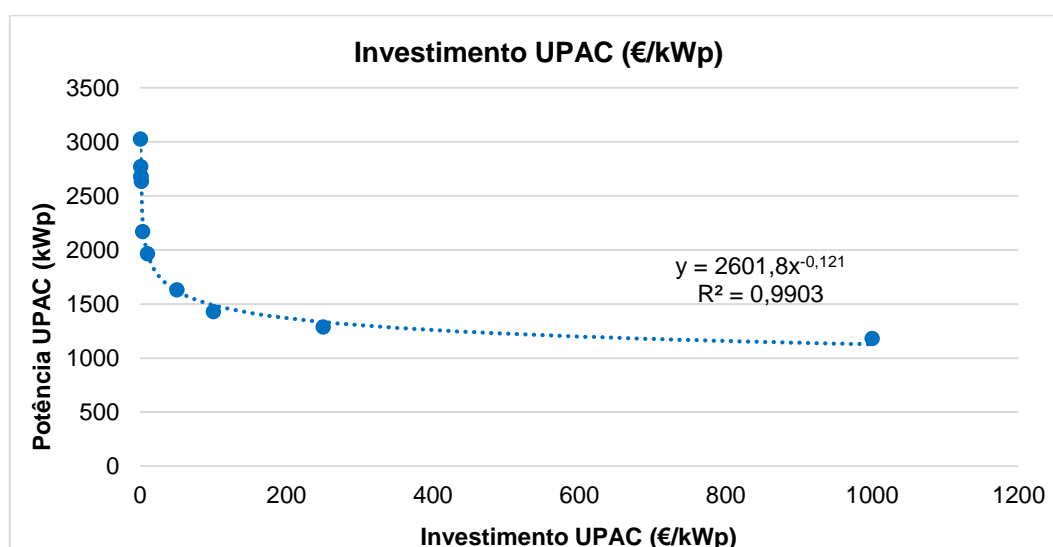


Figura 4.1 - Custo do sistema para diferentes potências instaladas e respetiva função.

O investimento total de cada UPAC (€) foi calculado de acordo com a função:

$$\text{Investimento total} = 2601,8 * P_{UPAC}^{-0,121} \quad (3.15)$$

O preço de sistemas fotovoltaicos com potências entre 10 kWp a 100 kWp instalados em telhados na Alemanha é em média de 1,3 €/Wp (sem IVA incluído), encontrando-se entre o intervalo de preços praticado em Portugal – 1,4 €/Wp a 2,0 €/Wp (Hummel, et al., 2013).

4.2. Faculdade de Ciências e Tecnologia (UNL)

4.2.1. Descrição da instalação de consumo

A Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa é abastecida em MT, tem uma potência contratada de 1732 kVA e uma tarifa tetra-horária em ciclo semanal com feriados. Os encargos com eletricidade referentes ao ano de 2014 encontram-se descritos na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Encargos com eletricidade referentes ao ano de 2014 (faturas da EDP da FCT-UNL).

Encargos reais com eletricidade em 2014 (€)	
Energia ativa	417 068 €
Redes de Energia ativa	176 565 €
Energia reativa	21 993 €
Potência contratada	18 953 €
Potência tomada em horas de ponta	121 458 €
Imposto especial sobre consumo de eletricidade	7 109 €
Total sem IVA	763 146 €
IVA (23%)	175 524 €
Total faturado com IVA	938 669 €

Com a instalação da UPAC, não são suscetíveis de poupança os encargos com a potência contratada e energia reativa. Contudo, estes apenas representaram 5,4% dos encargos totais com eletricidade em 2014.

A FCT-UNL tem uma despesa anual com eletricidade de 878 736 €, passível de ser reduzida com a instalação de uma UPAC, a qual corresponde a um custo de aquisição de energia (tarifa média efetiva) de 0,1234 €/kWh, para um consumo anual de 7 GWh.

A FCT-UNL encontra-se no mercado liberalizado de energia, sujeita ao ciclo semanal da tarifa de longas utilizações de MT. Desta forma, os preços das tarifas de potência, de redes de energia ativa e de energia reativa são anualmente estipulados pela ERSE e o preço da energia ativa é estipulado contratualmente pelo comercializador – EDP Comercial. As tarifas de venda de eletricidade consideradas para este caso de estudo correspondem às que foram aplicadas em 2014 e encontram-se definidas na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Tarifas consideradas para a FCT-UNL.

Tarifa de longas utilizações em MT 2014		
Descrição		Preço Unitário
Potência (€/kW.dia)	Horas de Ponta	0,2945
Redes Energia Activa Períodos I, IV (€/kWh)	Ponta	0,0338
	Cheias	0,0290
	Vazio	0,0160
	Super Vazio	0,0153
Redes Energia Activa Períodos II, III (€/kWh)	Ponta	0,0335
	Cheias	0,0291
	Vazio	0,0162
	Super Vazio	0,0156
Energia Activa (€/kWh)	Ponta	0,0662
	Cheias	0,0632
	Vazio	0,0497
	Super Vazio	0,0493
IVA (%)		23
Imposto Especial sobre consumo de eletricidade (€/kWh)		0,001

A poupança derivada do imposto especial sobre o consumo de eletricidade não foi considerada, uma vez que o encargo com este imposto representou cerca de 1% da fatura total de eletricidade em 2014.

4.2.2. Perfil de consumo

A FCT-UNL tem um perfil de consumo diário médio que é caracterizado pela figura 4.2. De salientar que no sub-capítulo 3.2.1 se encontra a metodologia utilizada para obter os gráficos 4.2 e 4.3.

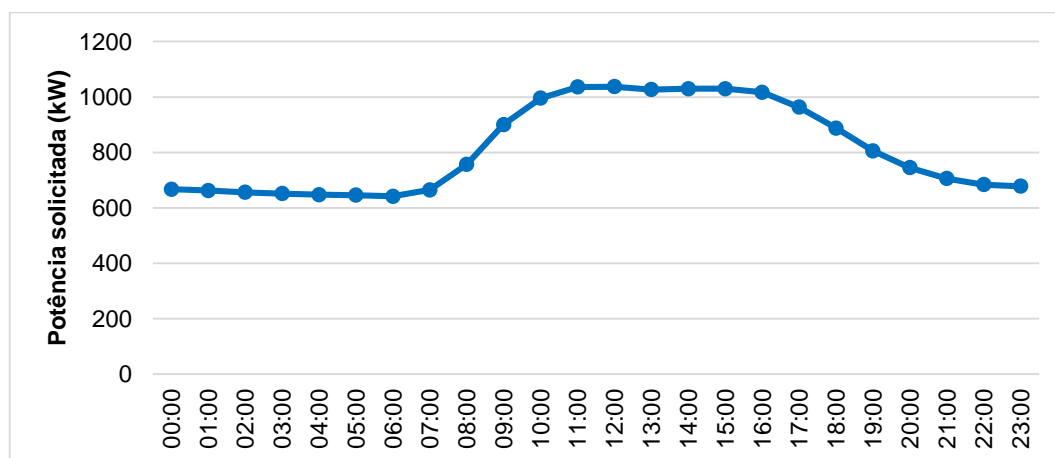


Figura 4.2 – Perfil de consumo diário médio da FCT-UNL em 2014.

Uma vez que a FCT-UNL permite o acesso e permanência no interior do Campus nos fins-de-semana e feriados, verificou-se qual a potência média em cada dia da semana no ano de 2014 (figura 4.3).

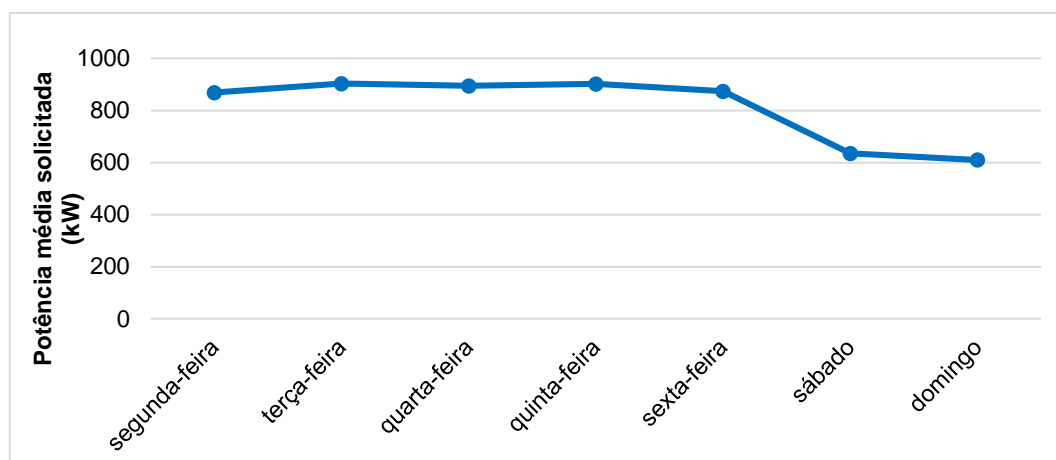


Figura 4.3 – Potência média para cada dia da semana na FCT-UNL em 2014.

Como se pode verificar na figura anterior, a FCT-UNL apresentou um consumo constante nos dias úteis da semana com uma potência média de 889 kW. A potência média nos dias de fim-de-semana diminuiu para 623 kW (-30%).

Nas figuras 4.4 e 4.5 pode observar-se a variação mensal do consumo de energia elétrica da FCT-UNL em 2014 obtida através das faturas de eletricidade e dos dados de telecontagem da EDP, respetivamente.

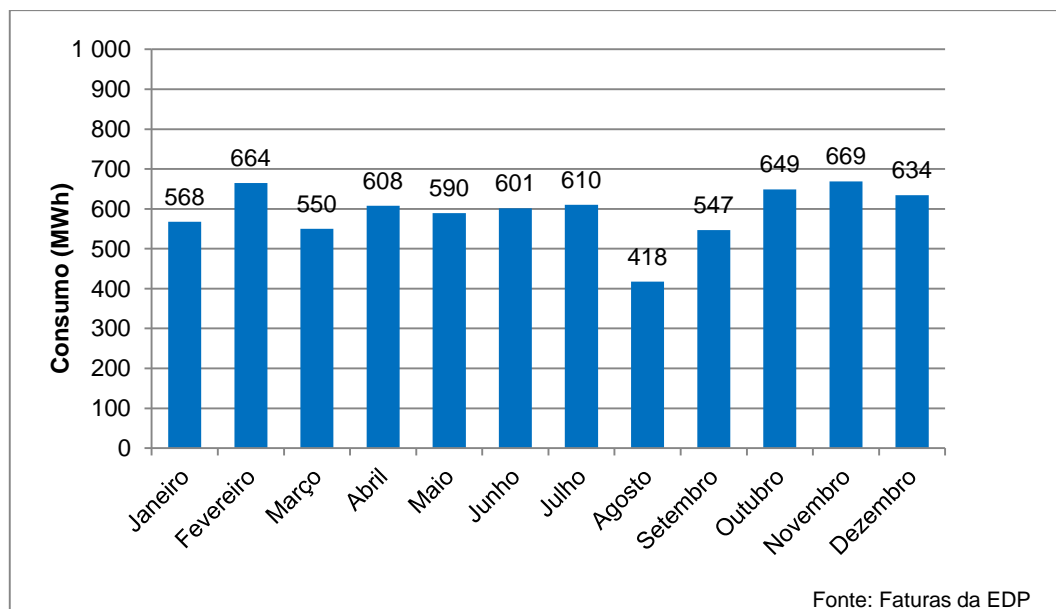


Figura 4.4 – Energia consumida (MWh) mensalmente pela FCT-UNL (faturas de 2014).

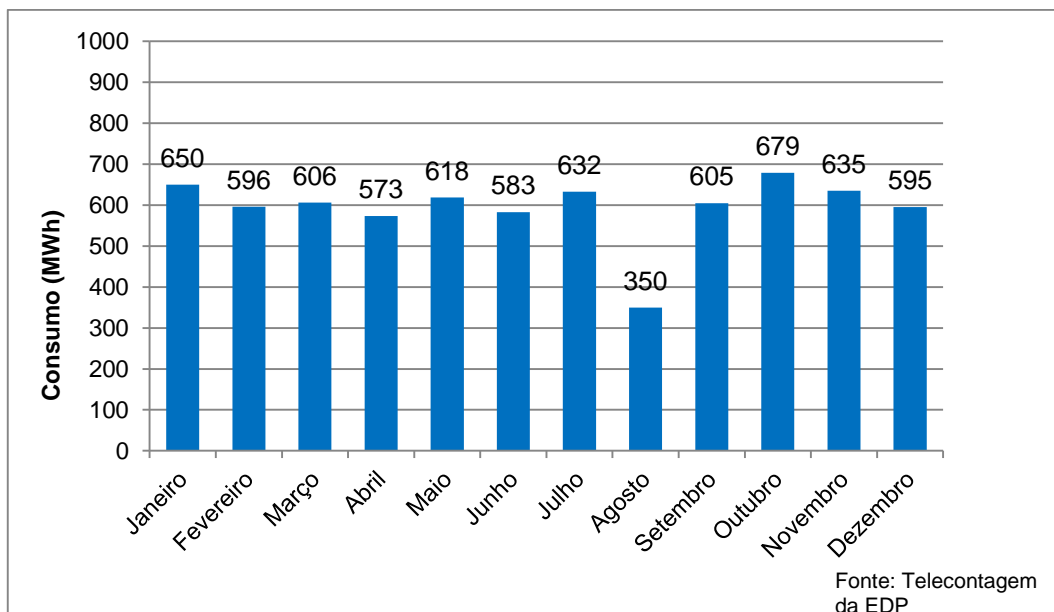


Figura 4.5 - Energia consumida (MWh) mensalmente pela FCT-UNL (telecontagem de 2014).

Em ambas as figuras verifica-se que não existiu uma variação significativa dos consumos entre os meses de verão e de inverno, exceto no mês de agosto que é quando a FCT-UNL encerra o ano letivo

4.2.3. Cenários de potência instalada

Na análise segundo a taxa interna de rentabilidade, a potência ótima a instalar foi escolhida segundo a metodologia ilustrada pela figura 3.1 (secção 3.2.2) e os pressupostos técnicos e económicos referidos na secção 3.3.2.

A potência solicitada pela FCT-UNL nas horas de maior produção de energia fotovoltaica é de aproximadamente 1000 kW. Nesse sentido foram analisados quatro cenários de potência fotovoltaica instalada, nomeadamente: 800 kWp, 1000 kWp, 1200 kWp e 1400 kWp. Na tabela 4.4 encontram-se os resultados obtidos.

Tabela 4.4 – Simulações de potência instalada para a FCT-UNL num horizonte de 25 anos (IVA incluído).

	Cenário P _A	Cenário P _B	Cenário P _C	Cenário P _N
Potência (kWp)	800	1000	1200	1400
Energia consumida pela carga (MWh)	7122			
1º Ano de funcionamento da UPAC				
Energia produzida pela UPAC (MWh)	1359	1688	2040	2356
Energia adquirida à rede (MWh)	5786	5508	5237	5011
Energia autoconsumida (MWh)	1336	1615	1885	2111
Energia vendida à rede (MWh)	23	73	155	244
Rácio de autossuficiência (%)	18,8	22,7	26,5	29,7
Rácio de autoconsumo (%)	98,3	95,7	92,4	89,6
Investimento Inicial com IVA (€)	927 022	1 127 909	1 323 958	1 516 074
Despesas de O&M (€/ano)	9 270	11 279	13 240	15 161
25 Anos de funcionamento da UPAC				
VAL (€)	1 675 779	2 049 524	2 430 602	2 735 783
TIR (%)	21,7	21,8	22,0	21,8
PRA (ano)	6,1	6,0	5,9	6,0
LCOE (€/kWh)	0,0695	0,0681	0,0661	0,0655
ROI	2,81	2,82	2,84	2,80
Custo por Wp instalado (€/Wp)	1,16	1,13	1,10	1,08

Através da análise dos resultados obtidos na tabela 4.4 conclui-se que a potência ótima a instalar na FCT-UNL, segundo a TIR, é de 1200 kWp. O relatório da simulação efetuada em *PVsyst* para a potência de 1200 kWp pode ser consultado no anexo II.

O cenário com uma potência instalada de 1200 kWp (P_C) obtém a TIR mais elevada (22%), o ROI mais elevado (2,82) e o PRA mais reduzido (aproximadamente 6 anos). Com um custo de investimento de 1 323 958 € (1,10 €/Wp com IVA incluído) o projeto gera um VAL de 2

430 602 €. Assim, este projeto é viável do ponto de vista económico uma vez que a TIR de 22% é superior ao custo de oportunidade de capital, definido em 7% (taxa de atualização), e o VAL é positivo. Neste cenário, a FCT-UNL poupa 278 310 € (-32%) na fatura de eletricidade durante o primeiro de funcionamento da UPAC.

O custo nivelado da energia produzida (*LCOE*) para a potência instalada de 1200 kWp, para um período de vida útil da UPAC de 25 anos, é de 0,0661 €/kWh. Este valor mostra que em Portugal já se atingiu a paridade com a rede, produzindo-se energia 87% mais barata em relação à tarifa média efetiva de aquisição de energia neste caso de estudo (0,1234 €/kWh – ver secção 4.2.1).

Pela mesma tabela, verifica-se que o VAL cresce progressivamente com a potência fotovoltaica instalada, por consequência da maior energia anualmente produzida e, consequentemente, do maior rácio de autossuficiência. Em qualquer um dos cenários analisados, o investidor poderá no fim de vida útil do investimento reinvestir no mesmo modelo sem recorrer a financiamento, uma vez que o VAL obtido é superior ao investimento inicial.

A seleção da potência ótima depende da capacidade de investimento e de financiamento por parte do investidor pelo que a FCT-UNL poderá considerar outro cenário de potência instalada.

Por exemplo, caso a dificuldade em se financiar seja elevada poderá optar pelo cenário de 800 kWp, ou até mesmo menos (o que pressupõe a análise de um novo cenário), ou caso o objetivo seja o de maximizar as poupanças obtidas com o autoconsumo de energia poderá optar pelo cenário de 1400 kWp. Em qualquer um dos cenários a diferença do PRA e da TIR, em relação ao PRA e TIR do melhor cenário considerado (1200 kWp), é no máximo 2 meses e 0,3%, respetivamente, ou seja o PRA, a TIR e o *LCOE* são similares em todos estes cenários.

4.2.4. Resultados da avaliação energética e económica

O perfil de consumo e de produção de um dia típico de cada um dos cenários de potência instalada considerados (kWp), no primeiro ano de funcionamento da UPAC, pode ser observado na figura 4.6.

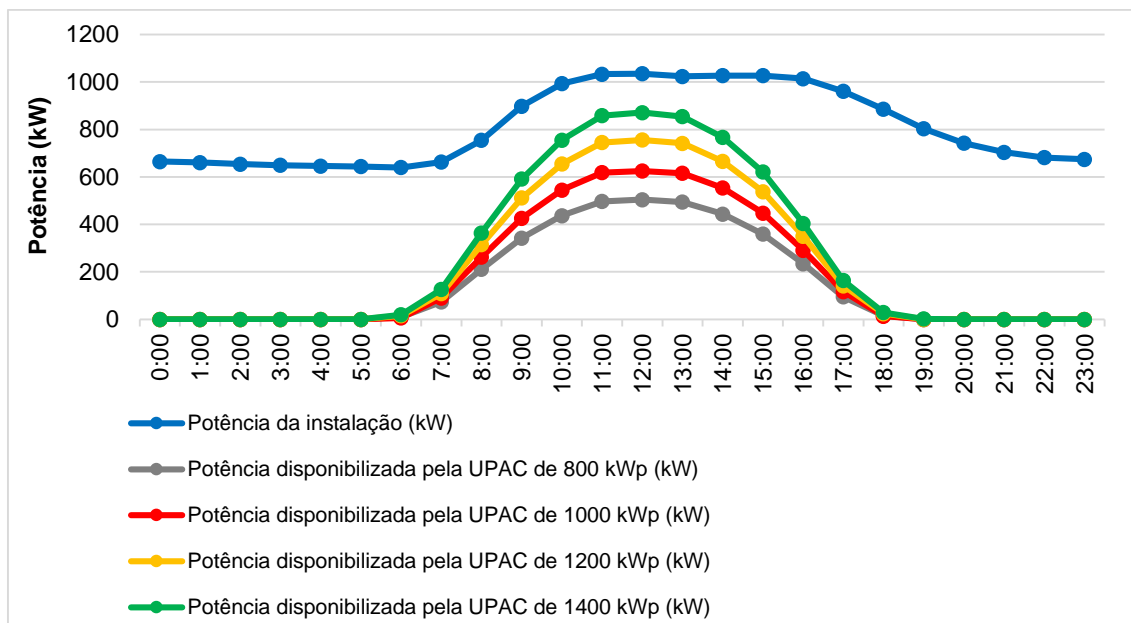


Figura 4.6 – Perfil de consumo e produção diária estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (FCT-UNL).

Pela análise do perfil típico de consumo e de produção de energia (cenário P_c , 1200 kWp), verifica-se que nas horas de maior produção a potência disponibilizada pela UPAC se situa entre o intervalo de 600 kW e 800 kW.

Através da sua análise, poder-se-ia concluir que a potência instalada deveria ser aumentada dado que não se estaria a injetar energia na rede. Contudo, tomar uma decisão com base no perfil típico de um ano não é o correto, dado que a energia consumida e energia produzida variam sempre de dia para dia. Por exemplo, no mês de agosto a FCT-UNL regista dias onde até 48% da energia que é produzida é vendida à rede, com uma remuneração de apenas 90% do montante médio mensal a que a energia elétrica foi transacionada no mês anterior no mercado grossista do OMIE, pelo que aumentar a potência instalada iria aumentar ainda mais a percentagem de energia vendida.

A tomada de decisão na potência a instalar deve ponderar sempre indicadores de viabilidade económica, de forma a seleccionar-se a potência a instalar que permite obter a melhor viabilidade económica.

Os restantes resultados são referentes ao cenário P_c (potência instalada de 1200 kWp).

Na figura 4.7 pode observar-se a repartição da eletricidade adquirida e autoconsumida para abastecimento da FCT-UNL, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, correspondente ao seu consumo total de eletricidade.

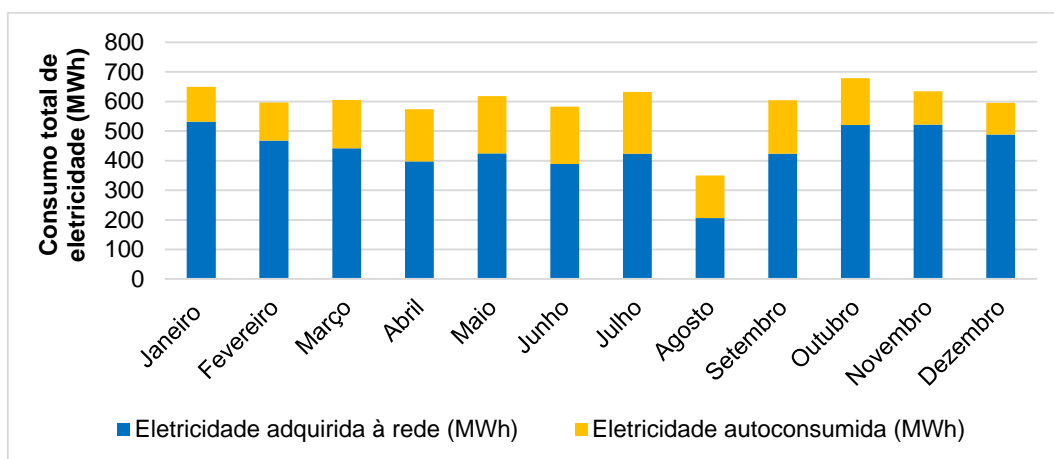


Figura 4.7 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (FCT-UNL).

Na figura 4.8 pode observar-se o rácio de autossuficiência da FCT-UNL possibilitado pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

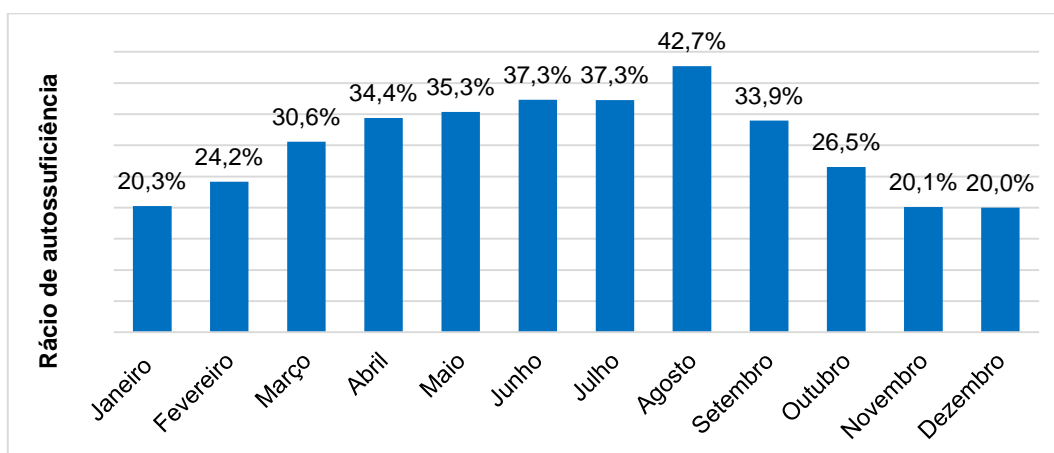


Figura 4.8 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (FCT-UNL).

Na tabela 4.5 encontram-se os encargos totais com o consumo de energia ativa e com a potência tomada em horas de ponta, com e sem UPAC, o rendimento obtido com a venda de energia à RESP e a poupança total na fatura de eletricidade possibilitada pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

Tabela 4.5 – Encargos, rendimento e poupança da FCT-UNL durante o primeiro com UPAC.

Encargos com consumo de energia ativa e PTHPT sem UPAC	878 735
Encargos com consumo de energia ativa e PTHPT com UPAC	606 569
Rendimento obtido com venda de energia elétrica à RESP	6 144
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC	278 310
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC	31,7

No anexo III apresenta-se a tabela com os resultados da avaliação energética e económica efetuada para os 25 anos de funcionamento da UPAC e a tabela com os *cash flows* do projeto.

4.2.5. Resultados da análise de sensibilidade

Os resultados da análise de sensibilidade do VAL, da TIR e do LCOE ao investimento total, à taxa de atualização, ao aumento do preço de eletricidade, à depreciação anual de produção de eletricidade e à compensação dos CIEG encontram-se nas tabelas 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10, respetivamente.

Tabela 4.6 – Análise de sensibilidade efetuada ao investimento do projeto.

Variação do investimento total	Investimento total (€)	VAL (€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
-50%	661 979	3 169 725 (+30%)	43	0,0331 (-50%)
-40%	794 375	3 021 901 (+24%)	36	0,0397 (-40%)
-30%	926 771	2 874 076 (+18%)	31	0,0463 (-30%)
-20%	1 059 166	2 726 251 (+12%)	27	0,0529 (-20%)
-10%	1 191 562	2 578 427 (+6%)	24	0,0595 (-10%)
Valor referência	1 323 958	2 430 602	22	0,0661
+10%	1 456 354	2 282 777 (-6%)	20	0,0727 (+10%)
+20%	1 588 750	2 134 953 (-12%)	18	0,0793 (+20%)
+30%	1 721 145	1 987 128 (-18%)	17	0,0859 (+30%)
+40%	1 853 541	1 839 304 (-24%)	16	0,0925 (+40%)
+50%	1 985 937	1 691 479 (-30%)	15	0,0991 (+50%)

Tabela 4.7 – Análise de sensibilidade efetuada à taxa de atualização.

Taxa de atualização (%)	VAL (€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
4	3 858 616 (+59%)	22	0,0516 (-22%)
5	3 304 751 (+36%)	22	0,0562 (-15%)
6	2 833 536 (+17%)	22	0,0611 (-8%)
7	2 430 602	22	0,0661
8	2 084 326 (-14%)	22	0,0713 (+8%)
9	1 785 270 (-27%)	22	0,0767 (+16,0%)
10	1 525 739 (-37%)	22	0,0822 (+24%)

Tabela 4.8 – Análise de sensibilidade efetuada ao aumento do preço de eletricidade.

Aumento anual do preço de eletricidade (%)	VAL (€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
0,9	1 789 595 (-26%)	19,9	0,0661
1,9	2 089 233 (-14%)	21,0	0,0661
2,9	2 430 602	22,0	0,0661
3,9	2 820 417 (+16%)	23,0	0,0661
4,9	3 266 526 (+34%)	24,0	0,0661
5,9	3 778 100 (+55%)	25,0	0,0661

Tabela 4.9 – Análise de sensibilidade efetuada à depreciação anual de produção de eletricidade.

Depreciação anual de produção de eletricidade (%)	VAL (€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
0,5	2 506 760 (+3%)	22,2	0,0650 (-2%)
0,6	2 468 418 (+2%)	22,1	0,0656 (-1%)
0,7	2 430 602	22,0	0,0661
0,8	2 393 304 (-2%)	21,9	0,0667 (+1%)
0,9	2 356 517 (-3%)	21,8	0,0672 (+2%)
1,0	2 320 231 (-5%)	21,7	0,0678 (+3%)
1,5	2 146 074 (-12%)	21,1	0,0706 (+7%)
2,0	1 983 366 (-18%)	20,6	0,0735 (+11%)

Tabela 4.10 – Análise de sensibilidade efetuada à compensação dos CIEG.

Compensação dos CIEG (fator de ponderação K_i)	VAL (€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
0%	2 430 602	22,0	0,0661
30%	2 384 149 (-2%)	21,6	0,0682 (+3%)
50%	2 353 180 (-3%)	21,3	0,0696 (+5%)

Com a análise de sensibilidade do TIR, VAL e LCOE ao investimento inicial, à taxa de atualização, à inflação do preço de eletricidade, à depreciação anual de produção de eletricidade e à compensação dos CIEG verifica-se que apenas a compensação dos CIEG não regista uma grande influência no valor económico do projeto. A compensação paga ao sistema dos CIEG no pior cenário, ou seja, quando o coeficiente de ponderação da prestação a pagar for 50%, regista um VAL 3% menor, uma TIR 1% menor e um LCOE 5% maior em relação ao VAL, à TIR e ao LCOE do cenário base.

O maior VAL obtém-se para uma variação de -3% da taxa de atualização, sendo o seu valor de 3 858 616 € (+59% em relação ao VAL do cenário base). A maior TIR obtém-se para uma variação do investimento inicial de -50%, sendo o seu valor de 43,2% (+21% em relação à TIR do cenário base). O menor VAL obtém-se para uma variação de +3% da taxa de atualização, sendo o seu valor de 1 525 739 € (-37% em relação ao VAL do cenário base). A menor TIR obtém-se para uma variação do investimento inicial de +50%, sendo o seu valor de 14,5% (-8% em relação à TIR do cenário base).

Também se verifica que o valor do projeto é progressivamente maior com o aumento da taxa de inflação aplicada ao preço de eletricidade, registando-se aumentos de 55% no VAL e de 3% na TIR para uma inflação anual de 5,9% (+3% em relação à inflação considerada para o estudo). O LCOE não sofre qualquer variação com esta variável, uma vez que apenas considera no seu cálculo o investimento inicial, as despesas de O&M e a energia produzida anualmente.

Para uma variação de +1,3% na depreciação anual de produção de eletricidade obtêm-se variações de -18% no VAL, de -1% na TIR e de +11% no LCOE. Assim, é bastante importante para a análise da viabilidade económica do projeto que a perda de eficiência real dos módulos solares corresponda à enunciada pelo respetivo fabricante.

4.2.6. Resultados da análise de cenários

Nas tabelas 4.11, 4.12 e 4.13 encontram-se todos os cenários considerados para 3 planos de financiamento, nomeadamente: financiamento apenas com capitais próprios (plano de financiamento referência), financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios (melhor plano de financiamento) e financiamento com 100% de capitais alheios (financiamento bancário - pior plano de financiamento). Os resultados dos restantes cenários considerados encontram-se no anexo IV. A tabela 4.11 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 4%.

Tabela 4.11 – Análise de cenários para a FCT-UNL com taxa de atualização de 4%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
1 059 166 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	4 482 523	38,3	2,9	7,1	0,0306
	Sem apoio	4 164 773	27,4	4,2	4,9	0,0413
	100% capitais alheios	3 160 538	18,8	7,2	4,4	0,0821
1 323 958 € (Valor referência)	30% fundos perdidos	4 255 803	30,8	3,7	5,6	0,0382
	Sem apoio	3 858 616	22,0	5,4	3,9	0,0516
	100% capitais alheios	2 603 322	14,0	10,5	3,0	0,1026
1 588 750 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	4 029 083	25,7	4,5	4,6	0,0458
	Sem apoio	3 552 458	18,3	6,6	3,2	0,0619
	100% capitais alheios	2 046 105	10,7	13,7	2,3	0,1231

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 4% o projeto é viável economicamente, do ponto de vista do projeto (indicadores obtidos para o plano de financiamento sem apoio) e do ponto de vista do investidor (indicadores obtidos para qualquer um dos planos de investimento). Em qualquer desses cenários o VAL gerado pelo projeto permite que o investidor volte a reinvestir no sistema, caso pretenda, no seu fim de vida útil.

A tabela 4.12 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 7%.

Tabela 4.12 – Análise de cenários para a FCT-UNL com taxa de atualização de 7%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
1 059 166 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	3 044 001	38,3	3,1	5,1	0,0387
	Sem apoio	2 726 251	27,4	4,6	3,6	0,0529
	100% capitais alheios	1 869 266	18,8	8,1	2,8	0,1006
1 323 958 € (Valor referência)	30% fundos perdidos	2 827 790	30,8	4,0	4,1	0,0484
	Sem apoio	2 430 602	22,0	5,9	2,8	0,0661
	100% capitais alheios	1 359 370	14,0	12,6	2,0	0,1257
1 588 750 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	2 611 578	25,7	4,9	3,4	0,0580
	Sem apoio	2 134 953	18,3	7,4	2,3	0,0793
	100% capitais alheios	849 475	10,7	16,3	1,5	0,1508

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 7% o projeto é viável economicamente, embora não seja atrativo quando se considera um investimento 20% superior ao do cenário base com 100% dos capitais investidos provenientes de financiamento bancário. Para este tipo de investimento o custo de produção de energia é superior ao de aquisição à rede.

A tabela 4.13 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 10%.

Tabela 4.13 – Análise de cenários para a FCT-UNL com taxa de atualização de 10%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
1 059 166 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	2 132 316	38,3	3,3	3,9	0,0477
	Sem apoio	1 814 566	27,4	5,0	2,7	0,0658
	100% capitais alheios	1 073 637	18,8	9,4	2,0	0,1199
1 323 958 € (Valor referência)	30% fundos perdidos	1 922 927	30,8	4,3	3,1	0,0596
	Sem apoio	1 525 739	22,0	6,7	2,2	0,0822
	100% capitais alheios	599 578	14,0	14,7	1,5	0,1498
1 588 750 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	1 713 537	25,7	5,4	2,5	0,0715
	Sem apoio	1 236 912	18,3	8,6	1,8	0,0986
	100% capitais alheios	125 518	10,7	22,1	1,1	0,1797

Para os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 10% o projeto deixa de ser atrativo para o investidor quando se considera o montante de investimento referência com financiamento bancário e o montante de investimento 20% superior ao de referência com 100% de capitais próprios ou com recurso a financiamento bancário.

Na análise de risco efetuada verifica-se que o projeto é mais atrativo quanto menor for a taxa de atualização e o investimento efetuado e quando se consideram subvenções a fundo perdido.

No cenário mais favorável/otimista, em que se considerou um investimento de 1 059 166 € (20% inferior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 4% com subvenção a fundo perdido de 30%, obtém-se um VAL de 4 482 523 €, uma TIR de 38,3%, um PRA de aproximadamente 3 anos, um ROI de 7,9 e um LCOE de 0,0387 €/kWh.

No cenário mais desfavorável/pessimista, em que se considerou um investimento de 1 588 749 € (20% superior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 10% com 100% de capitais obtidos por financiamento bancário, obtém-se um VAL de 125 518 €, uma TIR de 10,7 %, um PRA de 22 anos, um ROI de 1,1 e um LCOE de 0,1797 €/kWh. Neste cenário, embora o VAL seja superior a zero e a TIR seja superior ao custo de oportunidade de capital, o projeto não é atrativo para o investidor, uma vez que o custo de produzir energia é superior ao custo de aquisição, o período de retorno do investimento atualizado é longo (quase no fim de vida útil do sistema fotovoltaico) e a poupança obtida na fatura de eletricidade no tempo de vida útil do projeto não é suficiente para o investidor voltar a reinvestir no sistema de autoconsumo sem recorrer a financiamento, caso o pretenda fazer.

4.3. Indústria alimentar

4.3.1. Descrição da instalação de consumo

A indústria alimentar é abastecida em MT, tem uma potência contratada de 186 kVA e uma tarifa tetra-horária em ciclo semanal com feriados. Estimou-se uma despesa anual com eletricidade de 88 765 € que pode ser reduzida através da instalação de uma UPAC.

O custo de aquisição de energia foi de 0,1419 €/kWh. Este valor é aproximadamente igual ao preço médio da eletricidade para a indústria em 2014, 0,1427 €/kWh (figura 2.12, subcapítulo 2.3.5).

A indústria encontra-se no mercado liberalizado de energia, desta forma os preços das tarifas de potência, de redes de energia ativa e de energia reativa são anualmente estipulados pela ERSE e o preço da energia ativa é estipulado contratualmente pelo comercializador – EDP Comercial. As tarifas de venda de eletricidade correspondem às discriminadas na fatura de eletricidade no período de faturação de 05/11/2014 a 04/12/2014 (tabela 4.14).

Tabela 4.14 – Tarifas consideradas para a indústria.

Tarifa em MT 2014		
Descrição		Preço Unitário
Potência (€/kW.dia))	Horas de Ponta	0,2850
Energia ativa (€/kWh) + redes de energia ativa (€/kWh)	Ponta	0,1103
	Cheias	0,1029
	Vazio	0,0777
	Super Vazio	0,0766
IVA (%)		23

4.3.2. Perfil de consumo

O perfil de consumo diário da indústria encontra-se na figura 4.9.

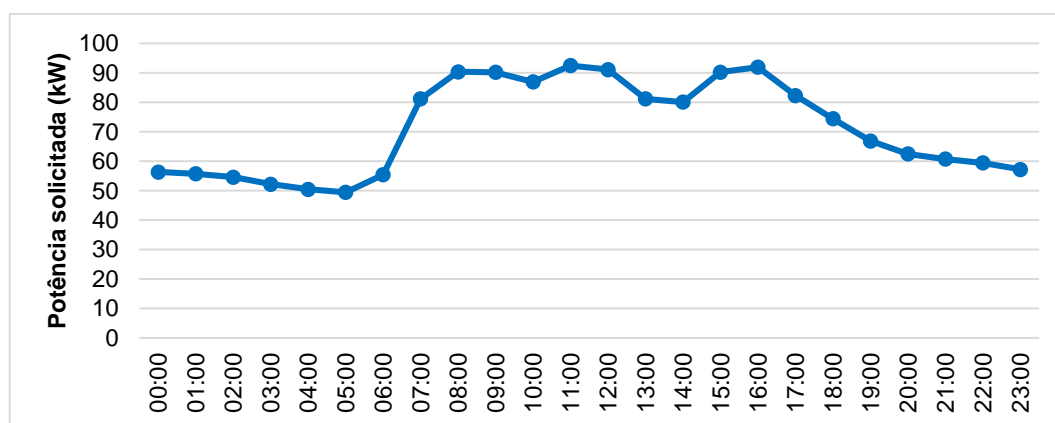


Figura 4.9 – Perfil de consumo diário da indústria em 2014.

Na figura 4.10 pode observar-se a potência média consumida em cada dia (durante 24 horas) da semana no ano de 2014.

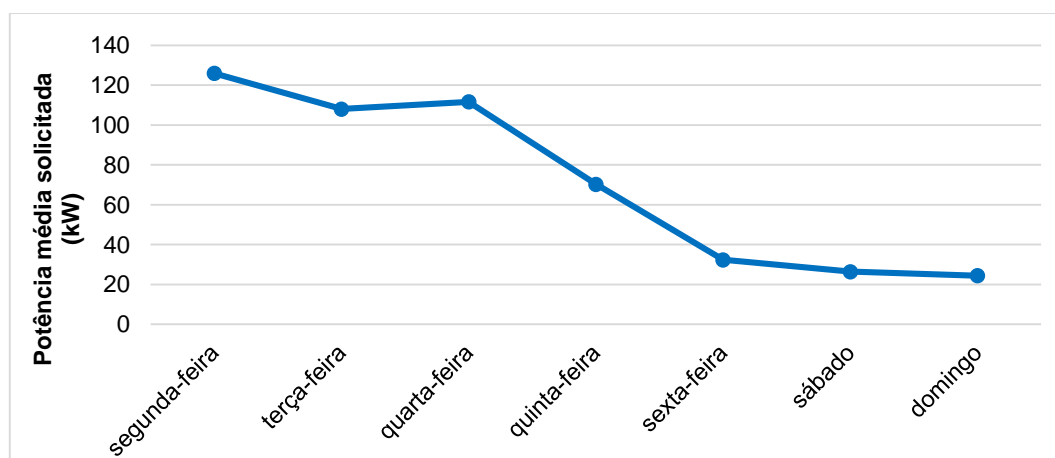


Figura 4.10 – Potência média solicitada (kW) em cada dia da semana na indústria em 2014 .

Como se pode verificar na figura anterior a indústria não teve um consumo de potência constante nos dias de semana, registando diminuições de 59% e de 117% na potência solicitada às quintas-feiras e às sextas-feiras, respetivamente.

Na figura 4.11 pode observar-se a variação mensal do consumo de energia elétrica da indústria em 2014 obtida através dos dados de telecontagem da EDP.

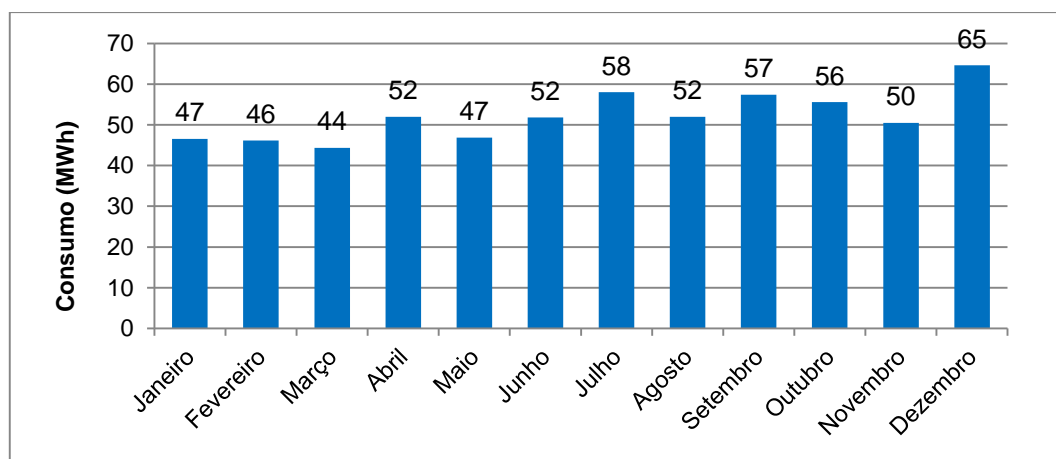


Figura 4.11 – Energia consumida (MWh) mensalmente pela indústria (telecontagem de 2014).

Como se pode observar na figura 4.11 não existe uma variação significativa no consumo mensal de energia elétrica entre os meses de verão e inverno, verificando-se uma média mensal de consumo de 52 MWh (consumo anual de 625 MWh).

4.3.3. Cenários de potência instalada

Na análise segundo a taxa interna de rentabilidade, a potência ótima a instalar foi escolhida segundo a metodologia ilustrada pela figura 3.1 (secção 3.2.2) e os pressupostos técnicos e económicos referidos na secção 3.3.2.

A potência solicitada pela indústria nas horas de maior produção de energia fotovoltaica é de aproximadamente 85 kW. Nesse sentido foram analisados três cenários de potência fotovoltaica instalada, nomeadamente: 80 kWp, 85 kWp e 90 kW. Na tabela 4.15 encontram-se os resultados obtidos.

Tabela 4.15 – Simulações de potência instalada para a indústria num horizonte de 25 anos (IVA incluído).

	Cenário P _A	Cenário P _B	Cenário P _C
Potência (kWp)	80	85	90
Energia consumida pela carga (MWh)	625		
1º Ano de funcionamento da UPAC			
Energia produzida pela UPAC (MWh)	133	143	151
Energia adquirida à rede (MWh)	514	508	503
Energia autoconsumida (MWh)	111	117	122
Energia vendida à rede (MWh)	22	26	28
Rácio de autossuficiência (%)	17,8	18,7	19,5
Rácio de autoconsumo (%)	83,5	81,9	81,1
Investimento Inicial com IVA (€)	122 487	129 191	135 848
Despesas de O&M (€/ano)	1 225	1 292	1 358
25 Anos de funcionamento da UPAC			
VAL (€)	120 273	128 722	133 500
TIR (%)	15,6	15,7	15,6
PRA (ano)	9,0	8,9	8,9
LCOE (€/kWh)	0,1014	0,1002	0,1003
ROI	1,98	2,00	1,98
Custo por Wp instalado (€/Wp)	1,53	1,52	1,51

Através da análise dos resultados obtidos na tabela 4.15 conclui-se que a potência ótima a instalar na indústria, segundo a TIR, é de 85 kWp. O relatório da simulação efetuada em *PVsyst* para a potência de 85 kWp pode ser consultado no anexo V.

O cenário com uma potência instalada de 85 kWp (P_B) obtém a TIR mais elevada (15,7%), o ROI mais elevado (2,0) e o PRA mais reduzido (8,9 anos). Com um custo de investimento de 129 191 € (1,52 €/Wp com IVA incluído) o projeto gera um VAL de 128 722 €.

Assim, este projeto é viável do ponto de vista económico uma vez que a TIR de 15,7% é superior ao custo de oportunidade de capital, definido em 7% (taxa de atualização), e o VAL é positivo.

Neste cenário, a indústria poupa 19 839 € na fatura de eletricidade (correspondente a 22,4% da fatura) durante o primeiro de funcionamento da UPAC (já com o rendimento obtido com a venda de eletricidade incluído).

O custo normalizado da energia produzida (LCOE) para a potência instalada de 85 kWp, para um período de vida útil da UPAC de 25 anos, é de 0,1002 €/kWh, pelo que o custo de produzir 1 kWh de energia é inferior ao custo de adquirir 1 kWh de energia à rede.

Pela mesma tabela verifica-se que o VAL cresce progressivamente com a potência fotovoltaica instalada, por consequência da maior energia anualmente produzida e, consequentemente, do maior rácio de autossuficiência.

Em qualquer um dos cenários de potência analisados, o investidor não poderá reinvestir no mesmo sistema, ao fim de 25 anos, sem recorrer a financiamento, uma vez que o VAL obtido é inferior ao investimento inicial. Contudo, basta considerar uma descida no custo da UPAC de 1%, no fim dos 25 anos de vida útil do sistema, para o investidor poder reinvestir no sistema com o VAL obtido, caso o pretenda fazer.

Pela análise da potência média solicitada em cada dia da semana (figura 4.10), verifica-se que o consumo de eletricidade diminui bastante de quarta-feira para quinta-feira e que se mantém baixo até segunda-feira.

Este facto faz com que não se possa dimensionar a UPAC de forma a maximizar a energia autoconsumida, uma vez que aumentar a energia autoconsumida para os dias de segunda-feira a quarta-feira leva a que se aumente a energia vendida à rede nos restantes dias da semana.

Assim, obtém-se um rácio de autossuficiência de 18,7% para o cenário ótimo, 7,7% inferior em relação ao rácio de autossuficiência obtido para o melhor cenário de potência instalada da FCT-UNL (segundo o indicador da taxa interna de rentabilidade).

A seleção da potência ótima depende da capacidade de investimento e de financiamento por parte do investidor pelo que se pode considerar outro cenário de potência instalada para a indústria. Por exemplo, caso a dificuldade da empresa se financiar seja elevada poderá optar pelo cenário de 80 kWp, ou até mesmo menos (o que pressupõe a análise de um novo cenário), ou caso o objetivo seja o de maximizar as poupanças obtidas com o autoconsumo de energia poderá optar pelo cenário de 90 kWp.

4.3.4. Resultados da avaliação energética e económica

O perfil de consumo e de produção de um dia típico de cada um dos cenários de potência instalada considerados (kWp), no primeiro ano de funcionamento da UPAC, pode ser observado na figura 4.12.

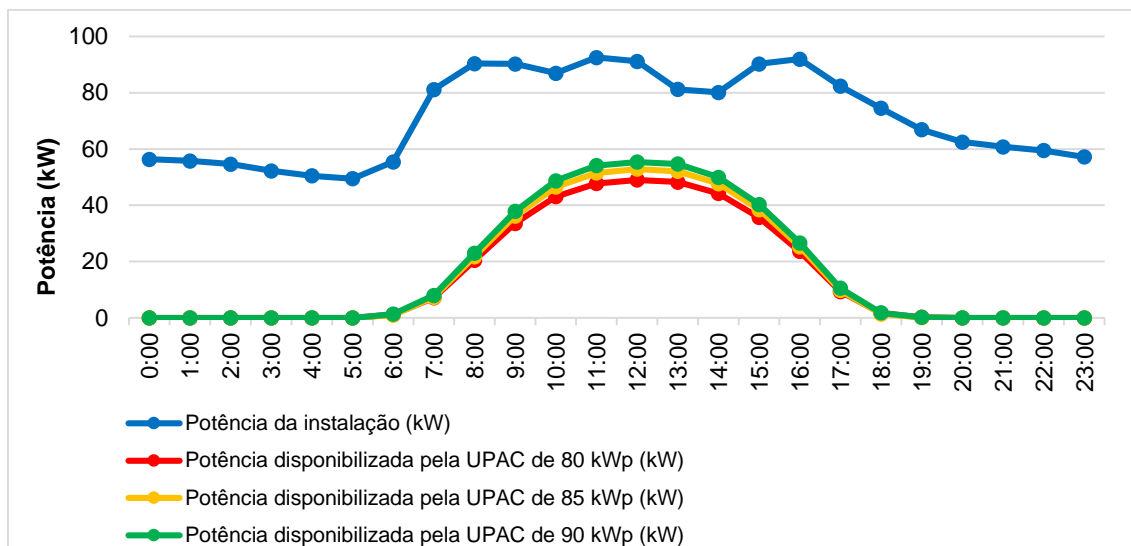


Figura 4.12 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (indústria).

Os restantes resultados são referentes ao cenário P_B (potência instalada de 85 kWp).

Na figura 4.13 pode observar-se a repartição da eletricidade adquirida e autoconsumida para abastecimento da indústria, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, correspondente ao seu consumo total de eletricidade.

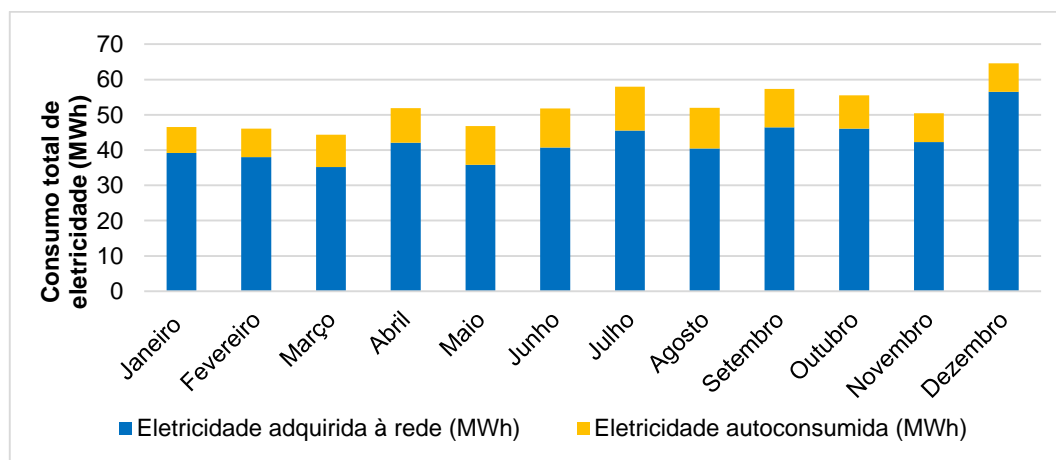


Figura 4.13 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (indústria).

Na figura 4.14 pode observar-se o rácio de autossuficiência da indústria possibilitado pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

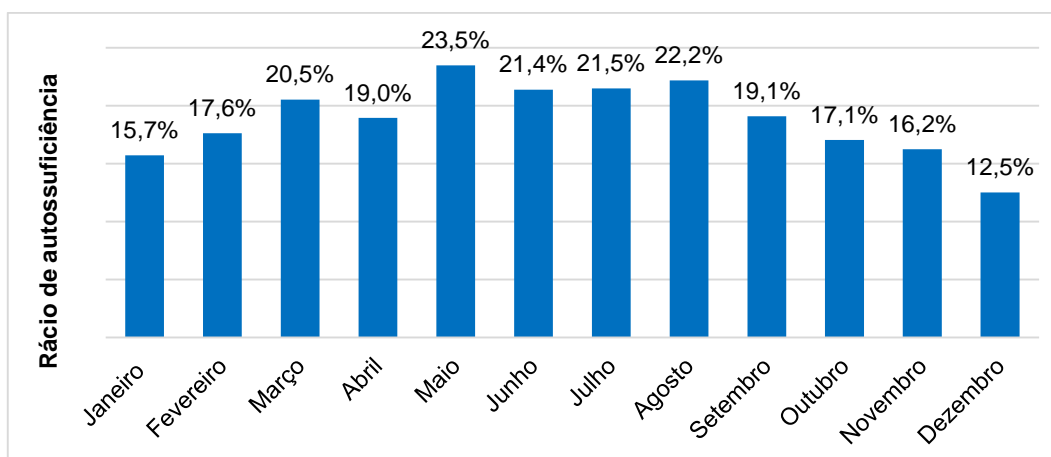


Figura 4.14 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (indústria).

Na tabela 4.16 encontram-se os encargos totais com o consumo de energia ativa e com a potência tomada em horas de ponta, com e sem UPAC, o rendimento obtido com a venda de energia à RESP e a poupança total na fatura de eletricidade possibilitada pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

Tabela 4.16 – Encargos, rendimento e poupança da FCT-UNL durante o primeiro com UPAC.

Encargos com consumo de energia ativa e PTHPT sem UPAC (€)	88 765
Encargos com consumo de energia ativa e PTHPT com UPAC (€)	69 920
Rendimento obtido com venda de energia elétrica à RESP (€)	994
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (€)	19 839
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (%)	22,4

No anexo VI apresenta-se a tabela com os resultados da avaliação energética e económica efetuada para os 25 anos de funcionamento da UPAC e a tabela com os *cash flows* do projeto.

4.3.5. Resultados da análise de cenários

Nas tabelas 4.17, 4.18 e 4.19 encontram-se todos os cenários considerados para 3 planos de financiamento, nomeadamente: financiamento apenas com capitais próprios (plano de financiamento referência), financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios (melhor plano de financiamento) e financiamento com 100% de capitais alheios (financiamento bancário - pior plano de financiamento). Os resultados dos restantes cenários considerados encontram-se no anexo VII.

A tabela 4.17 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 4%.

Tabela 4.17 – Análise de cenários para a indústria com taxa de atualização de 4%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
103 353 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	286 981	27,8	4,1	5,0	0,0479
	Sem apoio	255 975	19,8	6,0	3,5	0,0641
	100% capitais alheios	157 982	12,0	12,7	2,5	0,1261
129 191 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	264 858	22,2	5,3	3,9	0,0595
	Sem apoio	226 100	15,7	7,7	2,8	0,0797
	100% capitais alheios	103 609	8,3	16,4	1,8	0,1572
155 030 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	242 734	18,4	6,5	3,2	0,0710
	Sem apoio	196 225	12,8	9,5	2,3	0,0954
	100% capitais alheios	49 236	5,8	20,7	1,3	0,1883

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 4% o projeto é viável economicamente. Contudo não é atrativo para o investidor quando se considera o investimento de referência com 100% de capitais obtidos com recurso a financiamento bancário e o investimento 20% superior ao de referência com 100% de capitais obtidos com recurso a financiamento bancário. Para cada um destes cenários obtém-se um PRA longo (próximo do fim de vida útil do sistema), o custo de produção de energia é superior ao de aquisição à rede e o VAL gerado pelo projeto não permite ao investidor voltar a reinvestir no sistema ao fim de 25 anos, caso o pretenda fazer (VAL inferior ao montante de investimento inicial).

A tabela 4.18 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 7%.

Tabela 4.18 – Análise de cenários para a indústria com taxa de atualização de 7%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
103 353 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	188 577	27,8	4,5	3,6	0,0593
	Sem apoio	157 571	19,8	6,7	2,5	0,0805
	100% capitais alheios	73 947	12,0	14,4	1,7	0,1516
129 191 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	167 479	22,2	5,8	2,9	0,0737
	Sem apoio	128 722	15,7	8,9	2,0	0,1002
	100% capitais alheios	24 191	8,3	20,9	1,2	0,1891
155 030 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	146 381	18,4	7,3	2,4	0,0881
	Sem apoio	99 872	12,8	11,5	1,6	0,1199
	100% capitais alheios	-25 564	5,8	Não tem	0,8	0,2266

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 7% o projeto é viável economicamente, exceto quando se considera um investimento inicial 20% superior ao de referência com 100% de capitais obtidos com recurso a financiamento bancário.

Neste cenário obtém-se VAL negativo e TIR inferior à taxa de atualização (7%). De salientar que para qualquer um dos restantes montantes de investimento com 100% de capitais obtidos com recurso a financiamento bancário o projeto não é atrativo para o investidor, uma vez que o custo de produção de energia é superior ao de aquisição à rede e o VAL gerado pelo projeto não permite ao investidor voltar a reinvestir no sistema ao fim de 25 anos, caso o pretenda fazer (VAL inferior ao montante de investimento inicial). No cenário de financiamento bancário para o montante de investimento referência o PRA obtém-se quase no fim de vida útil do sistema.

A tabela 4.19 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 10%.

Tabela 4.19 – Análise de cenários para a indústria com taxa de atualização de 10%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
103 353 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	126 117	27,8	4,8	2,7	0,0717
	Sem apoio	95 112	19,8	7,6	1,9	0,0983
	100% capitais alheios	22 812	12,0	18,4	1,2	0,1779
129 191 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	105 685	22,2	6,5	2,2	0,0892
	Sem apoio	66 928	15,	10,7	1,5	0,1225
	100% capitais alheios	-23 447	8,3	Não tem	0,8	0,2220
155 030 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	85 253	18,4	8,5	1,8	0,1068
	Sem apoio	38 744	12,8	15,0	1,3	0,1467
	100% capitais alheios	-69 705	5,8	Não tem	0,6	0,2661

Para os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 10% o projeto só é atrativo para o investidor quando se consideram planos de financiamento com subvenções a fundo perdido.

Na análise de risco efetuada o projeto é mais atrativo quanto menor for a taxa de atualização e o investimento efetuado e quando se consideram subvenções a fundo perdido.

No cenário mais favorável/otimista, em que se considerou um investimento de 103 353 € (20% inferior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 4% com subvenção a fundo perdido de 30%, obtém-se um VAL de 286 981 €, uma TIR de 27,8%, um PRA de aproximadamente 4 anos, um ROI de 5 e um LCOE de 0,0479 €/kWh.

No cenário mais desfavorável/pessimista, em que se considerou um investimento de 155 030 € (20% superior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 10% com 100% de capitais obtidos por financiamento bancário, obtém-se um VAL de -69 705 €. Podendo-se, logo, concluir que o investimento não é viável para este cenário.

4.4. Instituição social

4.4.1. Descrição da instalação de consumo

A instituição social é abastecida em BTE, tem uma potência contratada de 87 kVA e uma tarifa tetra-horária em ciclo diário. A instituição tem uma despesa anual estimada com eletricidade de 36 590 €, passível de ser reduzida com a instalação de uma UPAC, correspondente a um custo de aquisição de energia de 0,1659 €/kWh.

A instituição social encontra-se no mercado liberalizado de energia, desta forma os preços das tarifas de potência, de redes de energia ativa e de energia reativa são anualmente estipulados pela ERSE e o preço da energia ativa é estipulado contratualmente pelo comercializador – EDP Comercial.

As tarifas de venda de eletricidade consideradas para este caso de estudo correspondem às especificadas nas faturas de eletricidade de 2013 e encontram-se definidas na tabela 4.20.

Tabela 4.20 – Tarifas consideradas para a instituição.

Tarifa em BTE 2013		
Descrição		Preço Unitário
Potência (€/kW.dia))	Horas de Ponta	0,6384
Energia ativa (€/kWh) + redes de energia ativa (€/kWh)	Ponta	0,1170
	Cheias	0,1094
	Vazio	0,0832
	Super Vazio	0,0801
IVA (%)		23
Imposto Especial sobre consumo de eletricidade (€/kWh)		0,001

4.4.2. Perfil de consumo

A instituição social tem um perfil de consumo diário que é estimado pela figura 4.15.

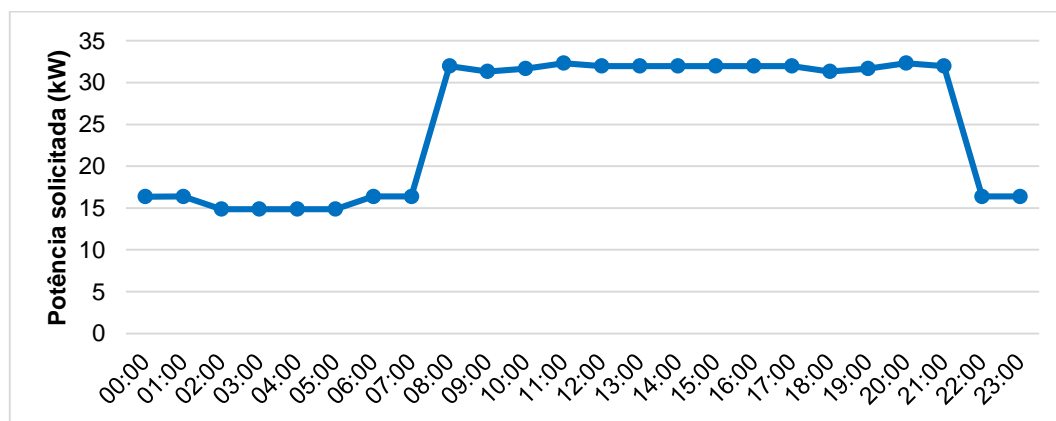


Figura 4.15 – Perfil de consumo diário da instituição social em 2013.

Na figura 4.16 pode observar-se a variação mensal do consumo de energia elétrica da instituição social em 2013, obtida através dos dados das faturas de eletricidade desse ano.

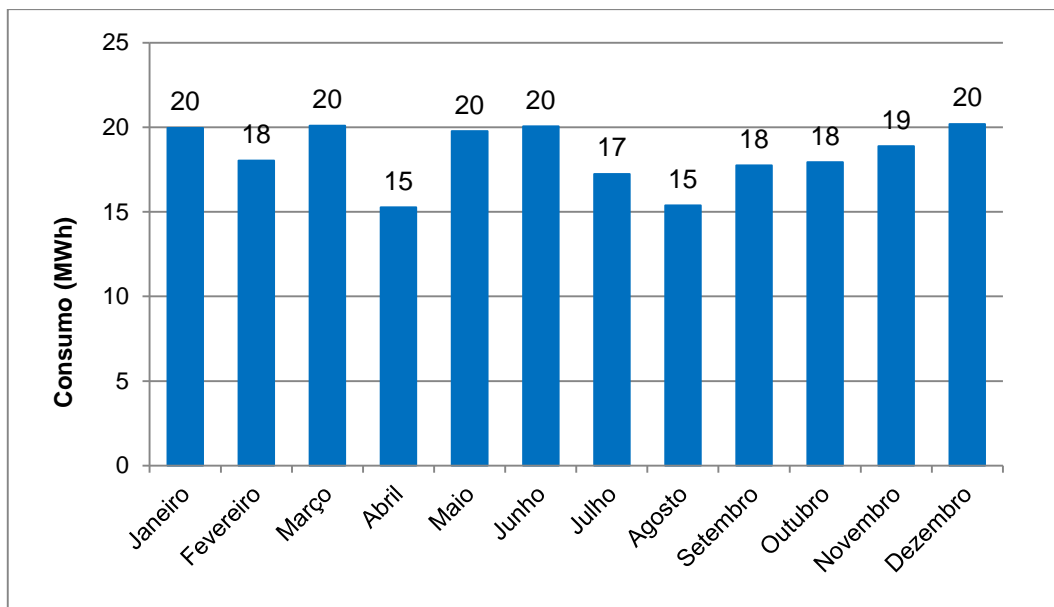


Figura 4.16 – Energia faturada (MWh) mensalmente à instituição em 2013.

Como se pode observar na figura 4.16 não existe uma variação significativa no consumo mensal de energia elétrica entre os meses de verão e inverno, verificando-se uma média mensal de consumo de 18 MWh (consumo anual de 221 MWh).

4.4.3. Cenários de potência instalada

Na análise segundo a taxa interna de rentabilidade, a potência ótima a instalar foi escolhida segundo a metodologia ilustrada pela figura 3.1 (secção 3.2.2) e os pressupostos técnicos e económicos referidos na secção 3.3.2.

A potência solicitada pela instituição social nas horas de maior produção de energia fotovoltaica é de aproximadamente 30 kW. Nesse sentido foram analisados três cenários de potência fotovoltaica instalada, nomeadamente: 25 kWp, 30 kWp e 35 kWp. Na tabela 4.21 encontram-se os resultados obtidos.

Tabela 4.21 – Simulações de potência instalada para a instituição num horizonte de 25 anos (IVA incluído).

	Cenário P _A	Cenário P _B	Cenário P _C
Potência (kWp)	25	30	35
Energia consumida pela carga (MWh)	220		
1º Ano de funcionamento da UPAC			
Energia produzida pela UPAC (MWh)	41	53	60
Energia adquirida à rede (MWh)	180	168	161
Energia autoconsumida (MWh)	41	52	59
Energia vendida à rede (MWh)	0	0	0
Rácio de autossuficiência (%)	18,6	23,9	27,1
Rácio de autoconsumo (%)	100,0	100,0	99,9
Investimento Inicial com IVA (€)	44 062	51 721	59 226
Despesas de O&M (€/ano)	441	517	592
25 Anos de funcionamento da UPAC			
VAL (€)	65 466	91 228	102 668
TIR (%)	19,2	21,2	21,1
PRA (ano)	7,1	6,2	6,3
LCOE (€/kWh)	0,1144	0,1039	0,1044
ROI	1,49	1,76	1,73
Custo por Wp instalado (€/Wp)	1,76	1,72	1,69

Através da análise dos resultados obtidos na tabela 4.21 conclui-se que a potência ótima a instalar na instituição, segundo a TIR, é de 30 kWp. O relatório da simulação efetuada em *PVsyst* para a potência de 30 kWp pode ser consultado no anexo VIII.

O cenário com uma potência instalada de 30 kWp (P_B) obtém a TIR mais elevada (21,3%), o ROI mais elevado (1,8) e o PRA mais reduzido (6,2 anos). Com um custo de investimento de 51 721 € (1,72 €/Wp com IVA incluído) o projeto gera um VAL de 91 228 €.

Assim, este projeto é viável do ponto de vista económico uma vez que a TIR de 21,3% é superior ao custo de oportunidade de capital, definido em 7% (taxa de atualização), e o VAL é positivo. Neste cenário, a instituição poupa 10 661 € na fatura de eletricidade (correspondente a 29,1% da fatura) durante o primeiro ano de funcionamento da UPAC (já com o rendimento obtido com a venda de eletricidade incluído).

O custo nivelado da energia produzida (LCOE) para a potência instalada de 30 kWp, para um período de vida útil da UPAC de 25 anos, é de 0,1039 €/kWh, pelo que o custo de produzir 1 kWh de energia é inferior ao custo de adquirir 1 kWh de energia à rede.

Pela mesma tabela verifica-se que o VAL cresce progressivamente com a potência fotovoltaica instalada, por consequência da maior energia anualmente produzida e, consequentemente, do maior rácio de autossuficiência.

Em qualquer um dos cenários de potência analisados, o investidor poderá reinvestir no mesmo sistema, ao fim de 25 anos, sem recorrer a financiamento, uma vez que o VAL obtido é superior ao investimento inicial.

4.4.4. Resultados da avaliação energética e económica

O perfil de consumo e de produção de um dia típico para a potência instalada de 30 kWp, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, pode ser observado na figura 4.17.

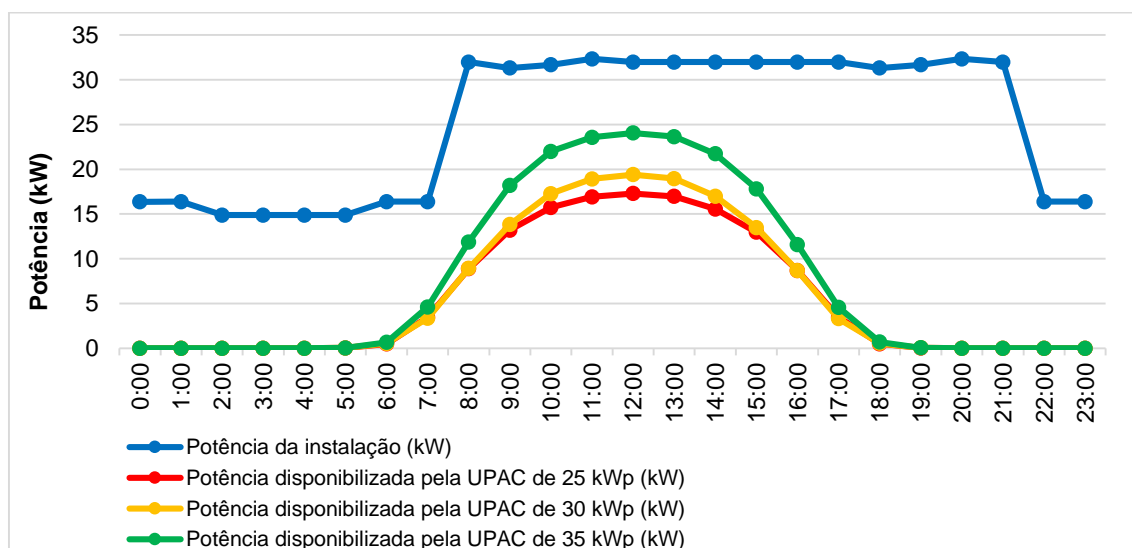


Figura 4.17 – Perfil de consumo e produção diária estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (instituição).

Os restantes resultados são referentes ao cenário P_B (potência instalada de 30 kWp).

Na figura 4.18 pode observar-se a repartição da eletricidade adquirida e autoconsumida para abastecimento da indústria, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, correspondente ao seu consumo total de eletricidade.

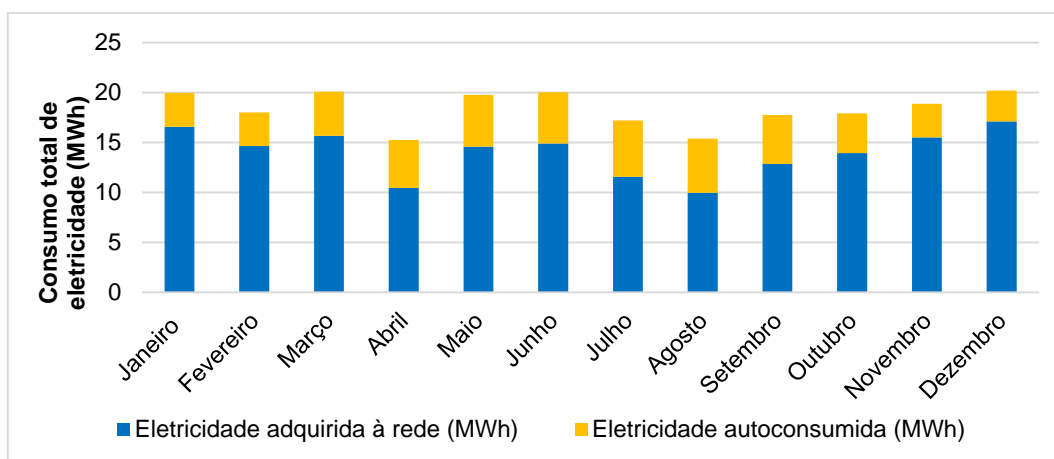


Figura 4.18 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (instituição).

Na figura 4.19 pode observar-se o rácio de autossuficiência da instituição possibilitado pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

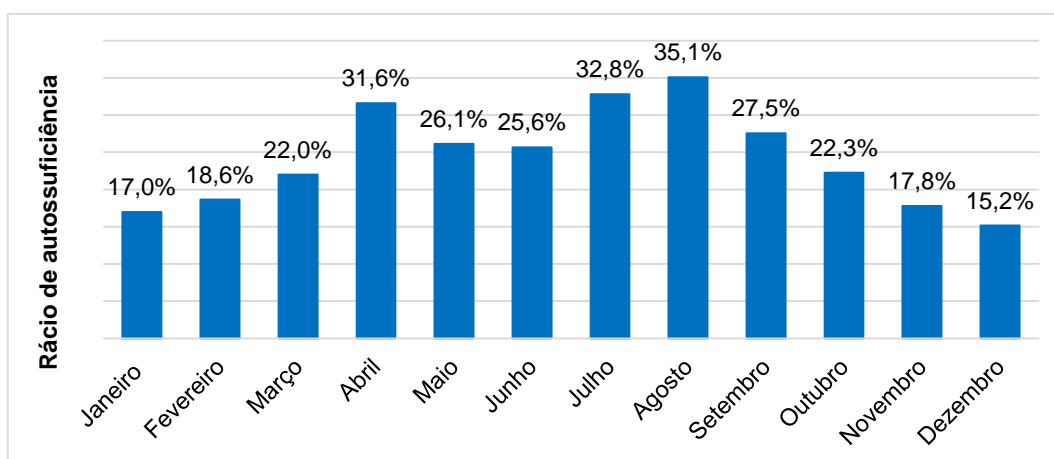


Figura 4.19 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (instituição).

Na tabela 4.22 encontram-se os encargos totais com o consumo de energia ativa e com a potência tomada em horas de ponta, com e sem UPAC, o rendimento obtido com a venda de energia à RESP e a poupança total na fatura de eletricidade possibilitada pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

Tabela 4.22 – Encargos, rendimento e poupança da instituição durante o primeiro com UPAC.

Encargos com consumo de energia ativa e PTHPT sem UPAC (€)	36 590
Encargos com consumo de energia ativa e PTHPT com UPAC (€)	25 929
Rendimento obtido com venda de energia elétrica à RESP (€)	0
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (€)	10 661
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (%)	29,1

No anexo IX apresenta-se a tabela com os resultados da avaliação energética e económica efetuada para os 25 anos de funcionamento da UPAC e a tabela com os *cash flows* do projeto.

4.4.5. Resultados da análise de cenários

Nas tabelas 4.23, 4.24 e 4.25 encontram-se todos os cenários considerados para 3 planos de financiamento, nomeadamente: financiamento apenas com capitais próprios (plano de financiamento referência), financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios (melhor plano de financiamento) e financiamento com 100% de capitais alheios (financiamento bancário - pior plano de financiamento). Os resultados dos restantes cenários considerados encontram-se no anexo X.

A tabela 4.23 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 4%.

Tabela 4.23 – Análise de cenários para a instituição com taxa de atualização de 4%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
41 376 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	170 473	37,0	3,0	6,9	0,0502
	Sem apoio	158 060	26,5	4,4	4,8	0,0664
	100% capitais alheios	118 829	18,0	7,6	3,9	0,1282
51 721 € (Valor referência)	30% fundos perdidos	161 616	29,7	3,9	5,5	0,0617
	Sem apoio	146 100	21,3	5,6	3,8	0,0820
	100% capitais alheios	97 062	13,4	11,2	2,9	0,1592
62 065 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	152 759	24,8	4,7	4,5	0,0733
	Sem apoio	134 140	17,7	6,9	3,2	0,0975
	100% capitais alheios	75 294	10,3	14,2	2,2	0,1902

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 4% o projeto é viável economicamente. Em qualquer um desses cenários o VAL gerado pelo projeto permite que o investidor volte a reinvestir no sistema no seu fim de vida útil.

Contudo no cenário de investimento 20% superior ao de referência com 100% de capitais provenientes de financiamento bancário o projeto não é atrativo para o investidor pelo PRA longo e o custo de produção de energia superior ao de aquisição à rede (cerca de 3 cêntimos).

A tabela 4.24 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 7%.

Tabela 4.24 – Análise de cenários para a instituição com taxa de atualização de 7%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
41 376 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	115 191	37,0	3,2	5,0	0,0625
	Sem apoio	102 778	26,5	4,8	3,5	0,0839
	100% capitais alheios	69 300	18,0	8,7	2,7	0,1272
51 721 € (Valor referência)	30% fundos perdidos	106 745	29,7	4,2	3,9	0,0771
	Sem apoio	91 228	21,3	6,2	2,8	0,1039
	100% capitais alheios	49 381	13,4	13,4	2,0	0,1940
62 065 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	98 298	24,8	5,2	3,3	0,0917
	Sem apoio	79 679	17,7	7,8	2,3	0,1239
	100% capitais alheios	29 462	10,3	17,0	1,5	0,2320

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 7% o projeto é viável economicamente, embora não seja atrativo quando se considera o investimento 20% superior ao de referência com 100% dos capitais investidos provenientes de financiamento bancário e o investimento de referência com 100% dos capitais investidos provenientes de financiamento bancário. Para este tipo de investimento o custo de aquisição de energia é inferior ao de produção e o VAL gerado pelo projeto não permite ao investidor voltar a reinvestir no sistema ao fim de 25 anos, caso o pretenda fazer.

A tabela 4.25 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 10%.

Tabela 4.25 – Análise de cenários para a instituição com taxa de atualização de 10%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
41 376 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	80 220	37,0	3,4	3,8	0,0761
	Sem apoio	67 807	26,5	5,2	2,6	0,1034
	100% capitais alheios	38 862	18,0	10,2	1,9	0,1852
51 721 € (Valor referência)	30% fundos perdidos	72 040	29,7	4,5	3,0	0,0941
	Sem apoio	56 524	21,3	7,0	2,1	0,1283
	100% capitais alheios	20 343	13,4	15,6	1,4	0,2305
62 065 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	63 860	24,8	5,7	2,5	0,1121
	Sem apoio	45 241	17,7	9,1	1,7	0,1531
	100% capitais alheios	1 824	10,3	23,8	1,0	0,2758

Para os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 10% o projeto deixa de ser atrativo para o investidor quando se considera financiamento bancário.

Na análise de risco efetuada o projeto é mais atrativo quanto menor for a taxa de atualização e o investimento efetuado e quando se consideram subvenções a fundo perdido.

No cenário mais favorável/otimista, em que se considerou um investimento de 41 376 € (20% inferior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 4% com subvenção a fundo perdido de 60%, obtém-se um VAL de 170 473 €, uma TIR de 37%, um PRA de 3 anos, um ROI de 6,9 e um LCOE de 0,0502 €/kWh.

No cenário mais desfavorável/pessimista, em que se considerou um investimento de 62 065 € (20% superior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 10% com 100% de capitais obtidos por financiamento bancário, obtém-se um VAL de 1 824 €, uma TIR de 10,3%, um PRA de aproximadamente 24 anos, um ROI de 1 e um LCOE de 0,2758 €/kWh.

Neste cenário, embora o VAL seja superior a zero e a TIR seja superior ao custo de oportunidade de capital, o projeto não é atrativo para o investidor, uma vez que o custo de produzir energia é superior ao custo de aquisição e o período de recuperação atualizado do investimento acontece apenas um ano antes do fim do tempo de vida útil do sistema fotovoltaico.

4.5. Comércio

4.5.1. Descrição da instalação de consumo

O estabelecimento comercial de venda e distribuição de tintas e materiais de construção é abastecido em BTN, tem uma potência contratada de 20,7 kVA e uma tarifa simples. Estimou-se uma despesa anual com eletricidade de 6 695 € que pode ser reduzida através da instalação de uma UPAC. O que corresponde a custo de aquisição de energia de 0,1898 €/kWh (já com IVA incluído).

O comércio encontra-se no mercado liberalizado de energia, desta forma os preços das tarifas de potência e de redes de energia ativa são anualmente estipulados pela ERSE e o preço da energia ativa é estipulado contratualmente pelo comercializador – EDP Comercial. A tarifa de venda de eletricidade considerada para este caso de estudo corresponde à discriminada nas faturas de eletricidade de 2014 e encontra-se discriminada na tabela 4.26.

Tabela 4.26 – Tarifa considerada para o comércio.

Tarifa em BTN 2014		
Descrição		Preço Unitário
Energia ativa (€/kWh) + redes de energia ativa (€/kWh)	Tarifa simples	0,1543
IVA (%)		23

4.5.2. Perfil de consumo

O comércio tem um perfil de consumo médio diário que é estimado nos dias úteis pela figura 4.20 e nos sábados pela figura 4.21.

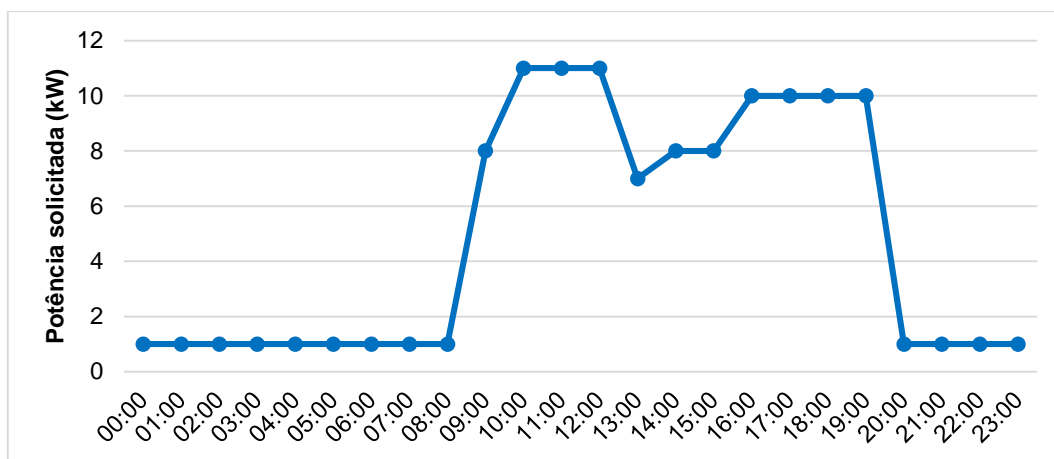


Figura 4.20 – Perfil de consumo diário do comércio para um dia útil típico em 2015.

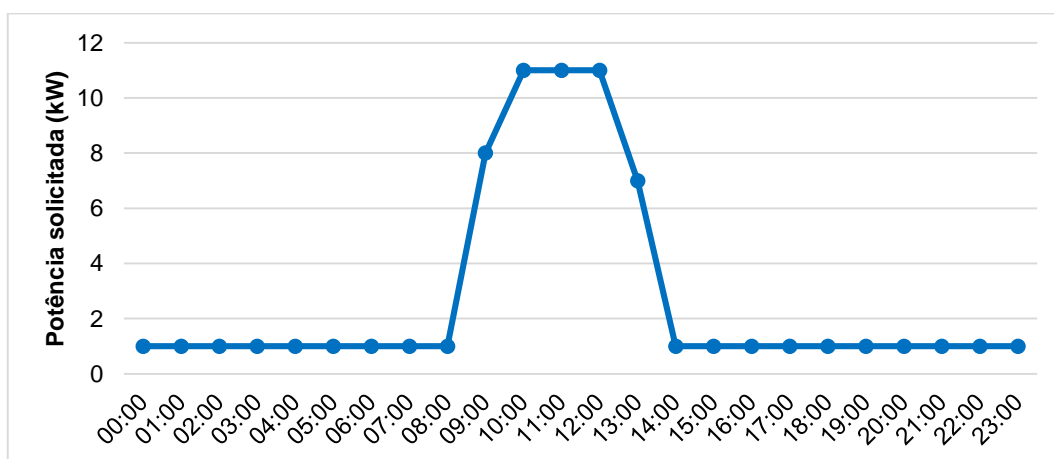


Figura 4.21 – Perfil de consumo diário do comércio para um sábado típico em 2015.

4.5.3. Cenários de potência ótima instalada

Na análise segundo a taxa interna de rentabilidade, a potência ótima a instalar foi escolhida segundo a metodologia ilustrada pela figura 3.1 (secção 3.2.2) e os pressupostos técnicos e económicos referidos na secção 3.3.2.

A potência solicitada pelo comércio nas horas de maior produção de energia é de aproximadamente 9 kW. Nesse sentido foram analisados três cenários de potência fotovoltaica instalada, nomeadamente: 7 kWp, 9 kWp e 11 kWp. Na tabela 4.27 encontram-se os resultados obtidos.

Tabela 4.27 – Simulações de potência instalada para o comércio num horizonte de 25 anos (IVA incluído).

	Cenário P _A	Cenário P _B	Cenário P _C
Potência (kWp)	7	9	11
Energia consumida pela carga (MWh)	35		
1º Ano de funcionamento da UPAC			
Energia produzida pela UPAC (MWh)	12	15	19
Energia adquirida à rede (MWh)	25	22	20
Energia autoconsumida (MWh)	10	13	15
Energia vendida à rede (MWh)	2	3	4
Rácio de autossuficiência (%)	28,5	36,4	42,6
Rácio de autoconsumo (%)	84,7	82,4	80,0
Investimento Inicial com IVA (€)	14 392	17 950	21 412
Despesas de O&M (€/ano)	144	180	214
25 Anos de funcionamento da UPAC			
VAL (€)	9 215	13 001	15 397
TIR (%)	12,7	13,4	13,4
PRA (ano)	11,7	10,8	10,8
LCOE (€/kWh)	0,1500	0,1403	0,1376
ROI	1,64	1,72	1,72
Custo por Wp instalado (€/Wp)	2,06	1,99	1,94

4.5.4. Resultados obtidos com mudança de tarifário

Para este caso de estudo foi avaliada a melhor potência a instalar para dois tipos de tarifas: simples e bi-horária, de forma a perceber que influência poderá ter a escolha da tarifa de

compra de eletricidade. Assim, procedeu-se a um novo estudo de viabilidade económica para cenários com potência instalada de 9 kWp, 11 kWp e 12,8 kWp com tarifa bi-horária.

Na tabela 4.28 podem observar-se os resultados obtidos.

Tabela 4.28 – Simulações de potência instalada para o comércio com tarifa bi-horária, num horizonte de 25 anos (todos os valores incluem IVA).

	Cenário P _A tarifa bi-horária	Cenário P _B tarifa bi-horária	Cenário P _C tarifa bi-horária
Potência (kWp)	9	11	12,8
Energia consumida pela carga (MWh)	35		
1º Ano de funcionamento da UPAC			
Energia produzida pela UPAC (MWh)	15	19	20
Energia adquirida à rede (MWh)	22	20	19
Energia autoconsumida (MWh)	13	15	16
Energia vendida à rede (MWh)	3	4	4
Rácio de autossuficiência (%)	36,4	42,6	45,6
Rácio de autoconsumo (%)	82,4	80,0	79,0
Investimento Inicial com IVA (€)	17 950	21 412	24 463
Despesas anuais de O&M (€)	180	214	245
25 Anos de funcionamento da UPAC			
VAL (€)	19 424	23 046	23 188
TIR (%)	16,3	16,3	15,3
PRA (ano)	8,6	8,6	9,3
LCOE (€/kWh)	0,1403	0,1376	0,1442
ROI	2,08	2,08	1,95
Custo por Wp instalado (€/Wp)	1,99	1,94	1,91

Através da análise dos resultados obtidos, verifica-se que a viabilidade do projeto é melhor se o investidor mudar para a tarifa bi-horária. Isto deve-se ao facto de grande parte do

consumo do comércio coincidir com as horas de produção de energia. Desta forma, ao mudar para tarifa bi-horária o preço da energia sobe de 0,1543 €/kWh para 0,1871 €/kWh (sem IVA incluído) das 08:00 horas às 22:00 horas, e consequentemente aumenta as poupanças obtidas, dado que a energia nesse período é mais cara.

Como se pode observar pelas tabelas 4.27 e 4.28, o rácio de autossuficiência é igual para as mesmas potências instaladas, contudo os indicadores económicos são melhores para a tarifa bi-horária, dado que se alterou o valor económico da energia. De salientar que os encargos da instalação com UPAC para o melhor cenário com tarifa bi-horária são inferiores aos do melhor cenário com tarifa simples.

O melhor cenário considerado para este caso de estudo foi o de 11 kWp, uma vez que a TIR obtida para este cenário é apenas 0,01% inferior à obtida no cenário de 9 kWp e o PRA obtido é menor e o ROI é maior.

O cenário com uma potência instalada de 11 kWp (P_B), com tarifa bi-horária, obtém uma TIR de 16,3%, o ROI mais elevado (2,1) e o PRA mais reduzido (8,6 anos). Com um custo de investimento de 21 412 € (1,94 €/Wp com IVA incluído) o projeto gera um VAL de 23 046 €. Assim, este projeto é viável do ponto de vista económico uma vez que a TIR de 16,3% é superior ao custo de oportunidade de capital, definido em 7% (taxa de atualização), e o VAL é positivo.

Neste cenário, o comércio poupa 3 537 € na fatura de eletricidade (correspondente a 46,09% da fatura), durante o primeiro de funcionamento da UPAC (já com o rendimento obtido com a venda de eletricidade incluído).

O custo normalizado da energia produzida (LCOE) para a potência instalada de 11 kWp, para um período de vida útil da UPAC de 25 anos, é de 0,1376 €/kWh, pelo que o custo de produzir 1 kWh de energia é inferior ao custo de adquirir 1 kWh de energia à rede.

O VAL cresce progressivamente com a potência fotovoltaica instalada, por consequência da maior energia anualmente produzida e, consequentemente, do maior rácio de autossuficiência. O investidor só poderá reinvestir no mesmo sistema sem recorrer a financiamento nos cenários de potência 9 kWp e de 11 kWp, uma vez que o VAL obtido é superior ao investimento inicial.

4.5.5. Resultados da avaliação energética e económica

O perfil de consumo e de produção de um dia típico para a potência instalada de 11 kWp, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, pode ser observado na figura 4.22.

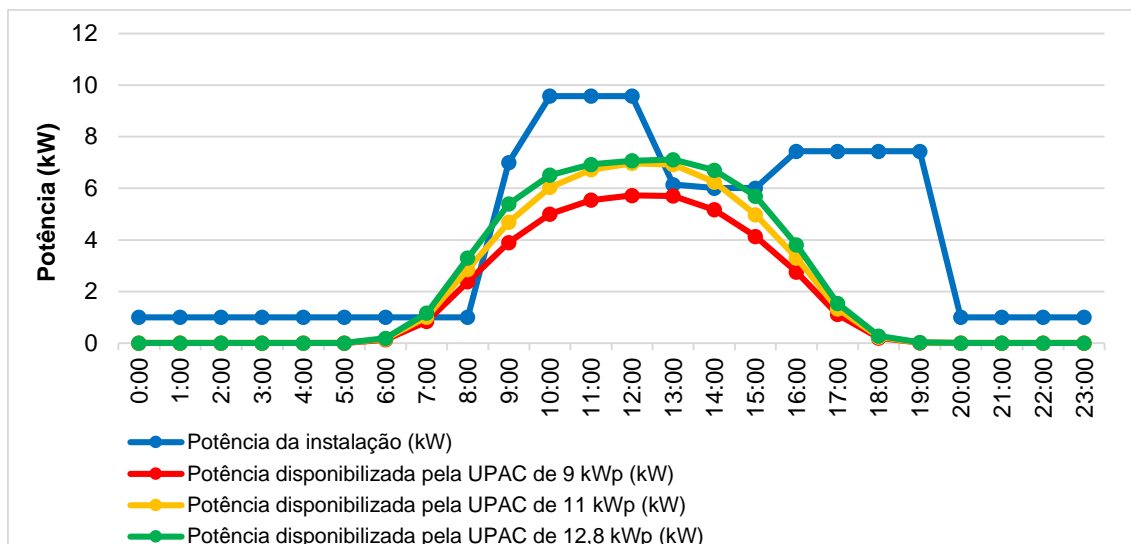


Figura 4.22 – Perfil de consumo e produção diária estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (comércio).

Os restantes resultados são referentes ao cenário de potência instalada de 11 kWp (tarifa bi-horária).

Na figura 4.23, pode observar-se a repartição da eletricidade adquirida e autoconsumida estimada para abastecimento do comércio, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, correspondente ao seu consumo total de eletricidade.

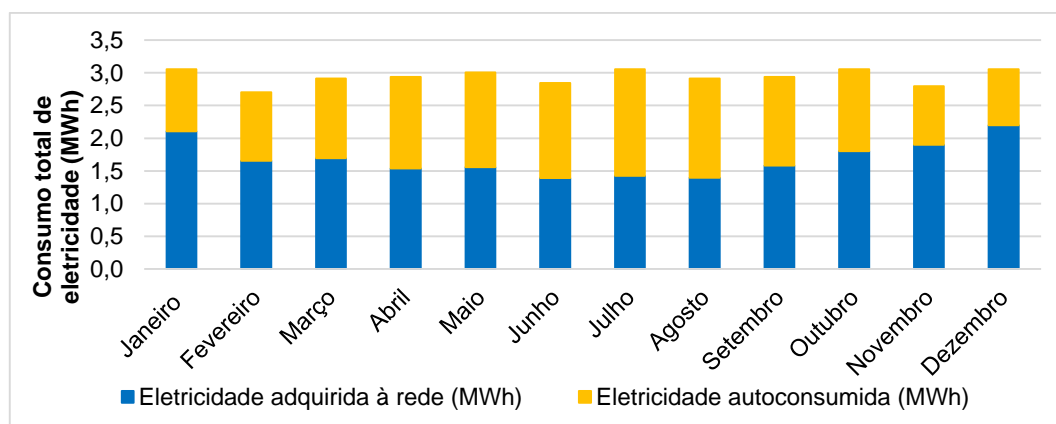


Figura 4.23 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (comércio).

Na figura 4.24, pode observar-se o rácio de autossuficiência do estabelecimento comercial possibilitado pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

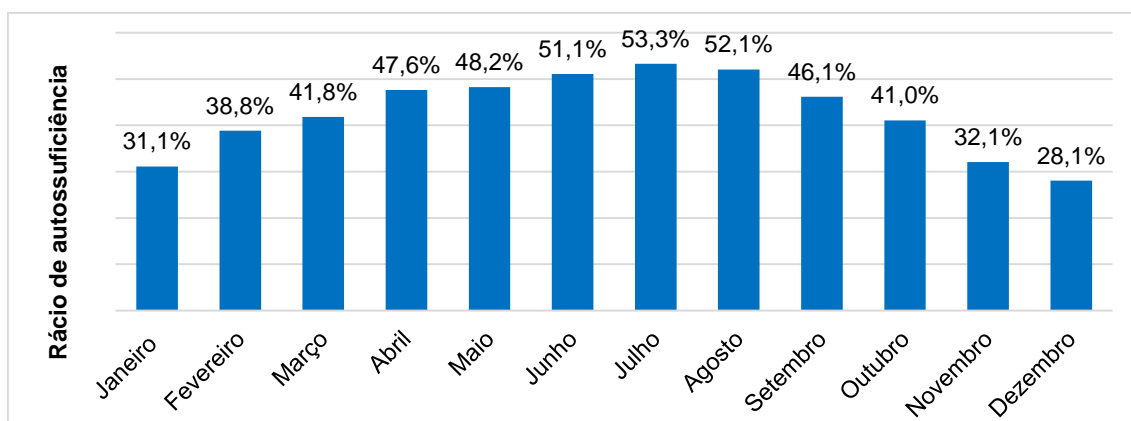


Figura 4.24 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (comércio).

Na tabela 4.29 encontram-se os encargos totais com o consumo de energia ativa, com e sem UPAC, o rendimento obtido com a venda de energia à RESP e a poupança total na fatura de eletricidade possibilitada pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

Tabela 4. 29 – Encargos, rendimento e poupança do comércio durante o primeiro com UPAC.

Encargos com consumo de energia ativa sem UPAC (€)	7 675
Encargos com consumo de energia ativa com UPAC (€)	4 283
Rendimento obtido com venda de energia elétrica à RESP (€)	146
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (€)	3 537
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (%)	46,1

No anexo XII apresenta-se a tabela com os resultados da avaliação energética e económica efetuada para os 25 anos de funcionamento da UPAC e a tabela com os *cash flows*.

4.5.6. Resultados da análise de cenários

Nas tabelas 4.30, 4.31 e 4.32 encontram-se todos os cenários considerados para 3 planos de financiamento, nomeadamente: financiamento apenas com capitais próprios (plano de financiamento referência), financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios (melhor plano de financiamento) e financiamento com 100% de capitais alheios (financiamento bancário - pior plano de financiamento). Os resultados dos restantes cenários considerados encontram-se no anexo XIII.

A tabela 4.30 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 4%.

Tabela 4.30 – Análise de cenários para o comércio com taxa de atualização de 4%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
17 130 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	50 040	28,6	4,0	5,2	0,0715
	Sem apoio	44 901	20,4	5,8	3,6	0,0922
	100% capitais alheios	28 660	12,6	12,0	2,7	0,1711
21 412 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	46 373	22,9	5,1	4,1	0,0863
	Sem apoio	39 950	16,3	7,5	2,9	0,1121
	100% capitais alheios	19 648	8,9	15,7	1,9	0,2107
25 694 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	42 707	19,1	6,3	3,4	0,1010
	Sem apoio	34 998	13,3	9,2	2,4	0,1320
	100% capitais alheios	10 637	6,3	19,8	1,4	0,2504

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 4% o projeto é viável economicamente, embora não seja atrativo para o investidor quando se considera financiamento bancário, principalmente quando se consideram o investimento de referência e o investimento 20% superior ao valor de referência. Para estes cenários o PRA é muito longo e o custo de produzir energia é superior ao custo de adquirir à rede.

A tabela 4.31 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 7%.

Tabela 4.31 – Análise de cenários para o comércio com taxa de atualização de 7%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
17 130 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	32 966	28,6	28,6	4,3	0,0856
	Sem apoio	27 827	20,4	6,5	2,6	0,1125
	100% capitais alheios	13 967	12,6	13,7	1,8	0,2030
21 412 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	29 469	22,9	5,6	3,0	0,1039
	Sem apoio	23 046	16,3	8,6	2,1	0,1376
	100% capitais alheios	5 721	8,9	19,6	1,3	0,2507
25 694 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	25 972	19,1	7,1	2,4	0,1222
	Sem apoio	18 264	13,3	10,9	1,7	0,1626
	100% capitais alheios	-2 526	6,3	Não tem	0,9	0,2983

Para todos os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 7% o projeto é viável economicamente, exceto no cenário em que se considera um investimento 20% superior ao de referência com 100% de capitais alheios provenientes de financiamento bancário. Neste

cenário o VAL é negativo pelo que se conclui imediatamente que o projeto é inviável. Analogamente aos cenários com taxa de atualização de 4% o projeto não é atrativo para o investidor quando se considera financiamento bancário.

A tabela 4.32 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 10%.

Tabela 4.32 – Análise de cenários para o comércio com taxa de atualização de 10%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI	LCOE (€/kWh)
17 130 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	22 144	28,6	4,7	2,8	0,1010
	Sem apoio	17 005	20,4	7,4	2,0	0,1348
	100% capitais alheios	5 022	12,6	17,1	1,3	0,2359
21 412 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	18 758	22,9	6,3	2,3	0,1232
	Sem apoio	12 334	16,3	10,2	1,6	0,1655
	100% capitais alheios	-2 644	8,9	Não tem	0,9	0,2918
25 694 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	15 371	19,1	8,1	1,9	0,1455
	Sem apoio	7 663	13,3	14,1	1,3	0,1962
	100% capitais alheios	-10 311	6,3	Não tem	0,6	0,3478

Para os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 10% só é atrativo para o investidor quando se consideram subvenções a fundo perdido.

Na análise de risco efetuada o projeto é mais atrativo quanto menor for a taxa de atualização e o investimento efetuado e quando se consideram subvenções a fundo perdido.

No cenário mais favorável/otimista, em que se considerou um investimento de 17 130 € (20% inferior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 4% com subvenção a fundo perdido de 30%, obtém-se um VAL de 50 040 €, uma TIR de 28,6%, um PRA de 4 anos, um ROI de 5 e um LCOE de 0,0715 €/kWh.

No cenário mais desfavorável/pessimista, em que se considerou um investimento de 25 694 € (20% superior ao do cenário base) e uma taxa de atualização de 10% com 100% de capitais obtidos por financiamento bancário, obtém-se um VAL negativo e, desta forma, o projeto não é viável do ponto de vista económico.

4.6. Restaurante

4.6.1. Descrição da instalação de consumo

O restaurante é abastecido em BTN, tem uma potência contratada de 27,6 kVA e uma tarifa tri-horária em ciclo diário. Os encargos com eletricidade referentes ao ano de 2014 não foram possíveis de obter, contudo foi estimada uma despesa anual com eletricidade de 6 992€ que pode ser reduzida através da instalação de uma UPAC. O custo de aquisição de energia foi de 0,2078 €/kWh.

O restaurante encontra-se no mercado liberalizado de energia, desta forma os preços das tarifas de potência e de redes de energia ativa são anualmente estipulados pela ERSE e o preço da energia ativa é estipulado contratualmente pelo comercializador – EDP Comercial.

As tarifas de venda de eletricidade consideradas para este caso de estudo correspondem às discriminadas na fatura de eletricidade no período de faturação de 04/06/2015 a 03/07/2015 e encontram-se discriminadas na tabela 4.33.

Tabela 4.33 – Tarifas consideradas para o restaurante.

Tarifa em BTN 2015		
Descrição		Preço Unitário
Energia ativa (€/kWh) + redes de energia ativa (€/kWh)	Ponta	0,2938
	Cheias	0,1477
	Vazio	0,0845
IVA (%)		23
Imposto Especial sobre consumo de eletricidade (€/kWh)		0,001

4.6.2. Perfil de consumo

O restaurante tem um perfil de consumo médio diário que é estimado pela figura 4.25.

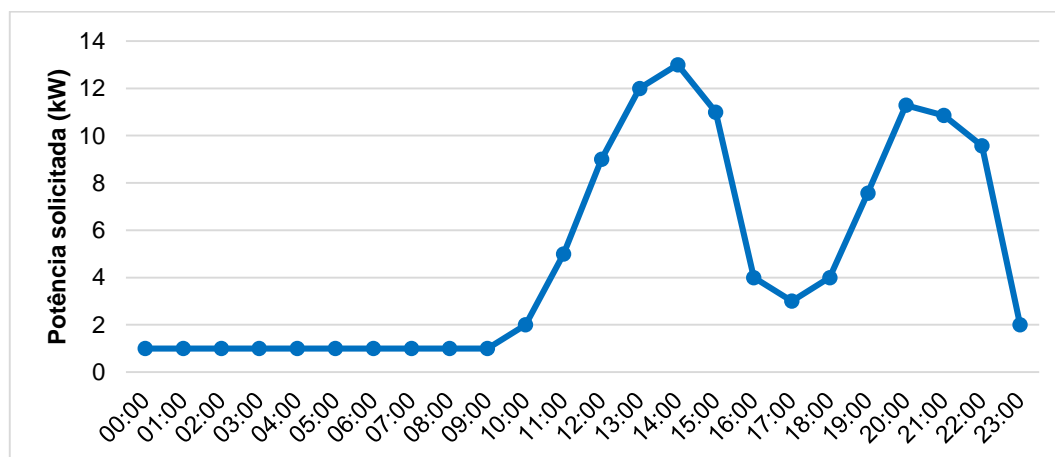


Figura 4.25 – Perfil de consumo diário do restaurante para um dia de funcionamento típico em 2015.

Neste caso de estudo, os painéis foram orientados ligeiramente para oeste (azimute de 30° em relação ao sul), uma vez que o restaurante apenas começa a solicitar mais potência a partir das 11 horas.

4.6.3. Cenários de potência ótima instalada

Na análise segundo a taxa interna de rentabilidade, a potência ótima a instalar foi escolhida segundo a metodologia ilustrada pela figura 3.1 (secção 3.2.2) e os pressupostos técnicos e económicos referidos na secção 3.3.2.

A potência solicitada pelo restaurante nas horas de maior produção de energia fotovoltaica é de aproximadamente 10 kW. Nesse sentido foram analisados três cenários de potência fotovoltaica instalada, nomeadamente: 7 kWp, 10 kWp e 13 kWp. Na tabela 4.34 encontram-se os resultados obtidos.

.

Tabela 4.34 – Simulações de potência instalada para o restaurante num horizonte de 25 anos (IVA incluído).

	Cenário P _N	Cenário P _A	Cenário P _B	Cenário P _C
Potência (kWp)	4,5	7	10	13
Energia consumida pela carga (MWh)	34			
1º Ano de funcionamento da UPAC				
Energia produzida pela UPAC (MWh)	7	11	16	21
Energia adquirida à rede (MWh)	28	25	23	21
Energia autoconsumida (MWh)	6	8	11	13
Energia vendida à rede (MWh)	1	3	5	8
Rácio de autossuficiência (%)	17,5	25,2	32,6	38,8
Rácio de autoconsumo (%)	80,2	74,7	67,9	62,8
Investimento Inicial com IVA (€)	9 760	14 392	19 691	24 799
Despesas de O&M (€/ano)	98	144	197	248
25 Anos de funcionamento da UPAC				
VAL (€)	5 848	9 106	11 239	12 391
TIR (%)	12,4	12,7	12,3	11,7
PRA (ano)	12,1	12,0	12,1	12,8
LCOE (€/kWh)	0,1777	0,1632	0,1561	0,1529
ROI	1,60	1,63	1,57	1,50
Custo por Wp instalado (€/Wp)	2,17	2,06	1,97	1,91

A melhor TIR foi obtida no cenário com uma potência instalada de 7 kWp (cenário P_A), sendo portanto a potência ótima do sistema. O relatório da simulação efetuada em *PVsyst* para a potência de 7 kWp pode ser consultado no anexo XIV.

O cenário com uma potência instalada de 7 kWp (P_A) obtém a TIR mais elevada (12,7%), o ROI mais elevado (1,6) e o PRA mais reduzido (12 anos). Com um custo de investimento de 14 392 € (2,06 €/Wp com IVA incluído) o projeto gera um VAL de 9 106 €.

Assim, este projeto é viável do ponto de vista económico uma vez que a TIR de 12,7% é bastante superior ao custo de oportunidade de capital, definido em 7% (taxa de atualização), e o VAL é positivo.

Neste cenário, o restaurante poupa 1 991 € na fatura de eletricidade (correspondente a 28,5% da fatura) durante o primeiro de funcionamento da UPAC (já com o rendimento obtido com a venda de eletricidade incluído).

O custo nivelado da energia produzida (LCOE) para a potência instalada de 7 kWp, para um período de vida útil da UPAC de 25 anos, é de 0,1632 €/kWh, pelo que o custo de produzir 1 kWh de energia é inferior ao custo de adquirir 1 kWh de energia à rede.

Pela tabela 4.34 verifica-se que o VAL cresce progressivamente com a potência fotovoltaica instalada, por consequência da maior energia anualmente produzida e, consequentemente, do maior rácio de autossuficiência.

Em qualquer um dos cenários de potência analisados, o investidor não poderá reinvestir no mesmo sistema, ao fim de 25 anos, sem recorrer a financiamento, uma vez que o VAL obtido é inferior ao investimento inicial.

Uma vez que foi considerado o facto de o restaurante encerrar para férias no mês de agosto decidiu-se simular para o cenário de 7kWp para um ano em que o restaurante não encerrasse para férias (foi considerado um dia de encerramento por semana). Os resultados dos indicadores económicos obtidos podem ser consultados na tabela 4.35.

Tabela 4.35 – Simulação da melhor potência a instalar no restaurante considerando que não encerra no mês de agosto (todos os valores incluem IVA).

	Cenário P _A
Potência (kWp)	7
Investimento inicial com IVA (€)	14 392
Despesas anuais de O&M (€)	144
VAL (€)	12 487
TIR (%)	14,6
PRA (ano)	9,9
LCOE (€/kWh)	0,1563
ROI	1,87
Custo por Wp instalado com IVA (€/Wp)	2,06

O último cenário apesar de não corresponder ao do caso de estudo é importante para extrapolar conclusões para outros restaurantes que se mantenham abertos todo o ano.

Neste cenário verifica-se que o impacto de ter o restaurante aberto no mês de agosto é de um VAL 27% maior, um PRA cerca de dois anos menor e uma TIR cerca de 2% maior.

4.6.4. Resultados da avaliação técnica e económica

O perfil de consumo e de produção de um dia típico para a potência instalada de 7 kWp (painéis fotovoltaicos com ângulo de azimute de 30°), no primeiro ano de funcionamento da UPAC, pode ser observado na figura 4.26.

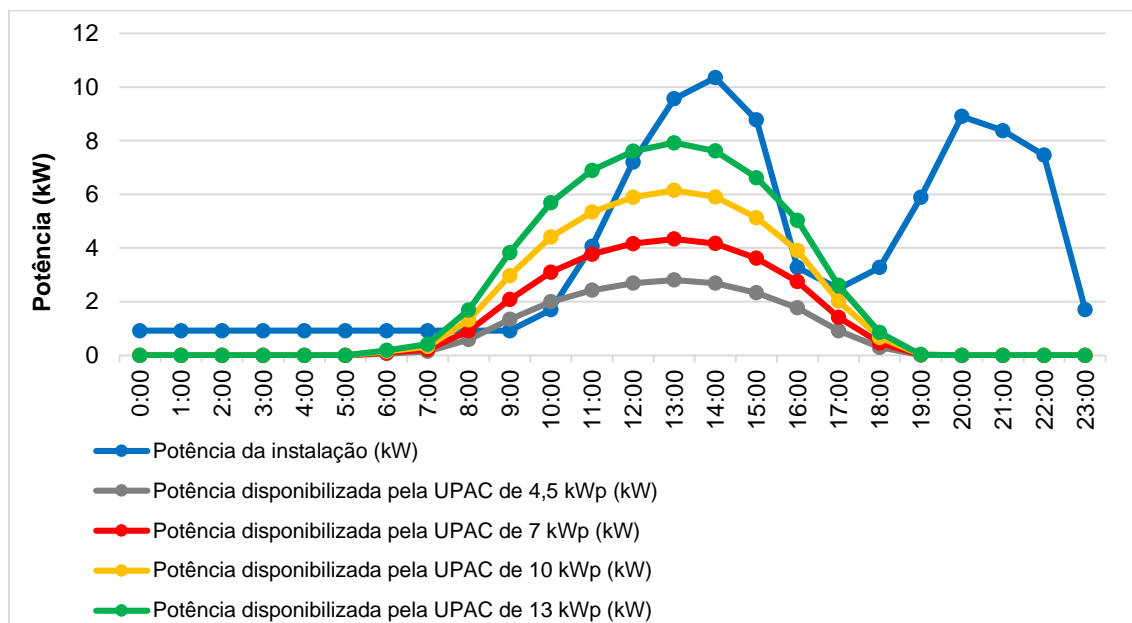


Figura 4.26 – Perfil de consumo e produção diário estimado para o primeiro ano de funcionamento da UPAC (restaurante).

Os restantes resultados são referentes ao cenário P_A (potência instalada de 7 kWp).

Na figura 4.27 pode observar-se a repartição da eletricidade adquirida e autoconsumida para abastecimento do comércio, no primeiro ano de funcionamento da UPAC, correspondente ao seu consumo total de eletricidade. De salientar que por o restaurante encerrar para férias em agosto foi considerado que nesse mês não existe consumo de eletricidade.

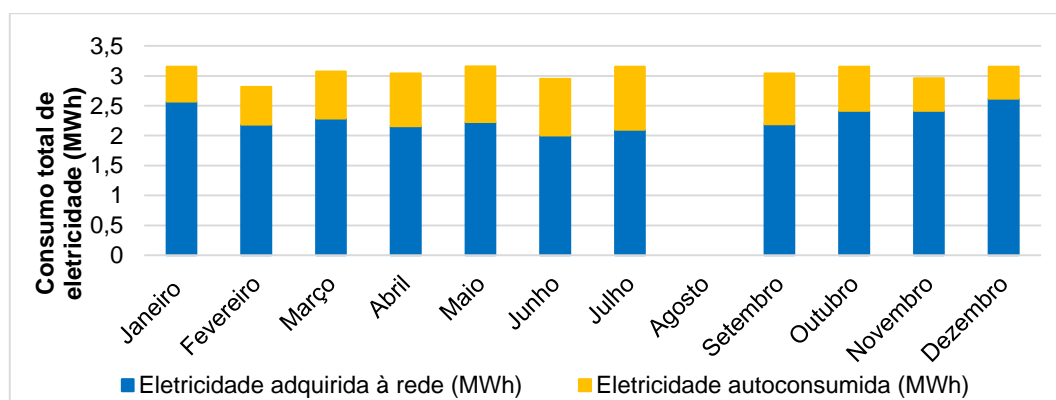


Figura 4.27 – Eletricidade adquirida à rede e autoconsumida no primeiro ano com UPAC (restaurante).

Na figura 4.28 pode observar-se o rácio de autossuficiência do restaurante possibilitado pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

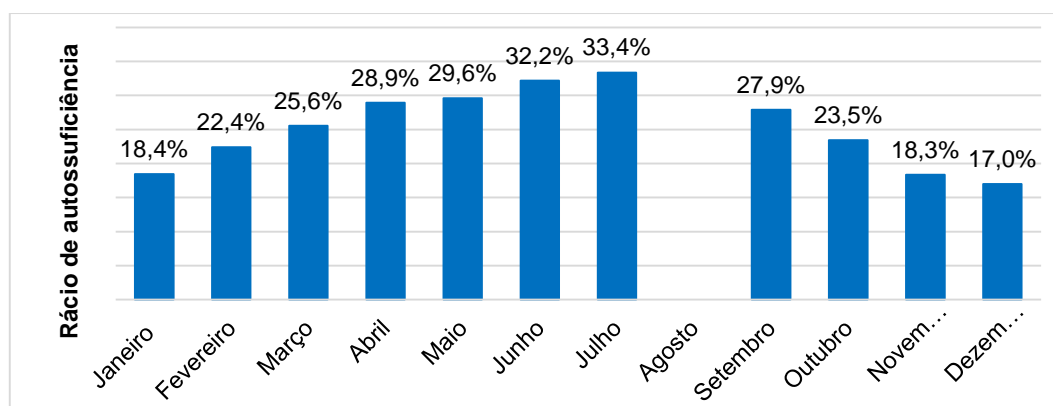


Figura 4.28 – Rácio de autossuficiência no primeiro ano com UPAC (restaurante).

Na tabela 4.36 encontram-se os encargos totais com o consumo de energia ativa, com e sem UPAC, o rendimento obtido com a venda de energia à RESP e a poupança total na fatura de eletricidade possibilitada pela instalação da UPAC, no seu primeiro ano de funcionamento.

Tabela 4.36 – Encargos, rendimento e poupança do restaurante durante o primeiro com UPAC.

Encargos com consumo de energia ativa e sem UPAC (€)	6 992
Encargos com consumo de energia ativa com UPAC (€)	5 120
Rendimento obtido com venda de energia elétrica à RESP (€)	118
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (€)	1 991
Poupança total obtida no 1º ano de funcionamento da UPAC (%)	28,5

No anexo XV apresenta-se a tabela com os resultados da avaliação energética e económica efetuada para os 25 anos de funcionamento da UPAC e a tabela com os *cash flows*.

4.6.5. Resultados da análise de cenários

Nas tabelas 4.37, 4.38 e 4.39 encontram-se todos os cenários considerados para 3 planos de financiamento, nomeadamente: financiamento apenas com capitais próprios (plano de financiamento referência), financiamento com 30% de capitais a fundo perdido e 70% de capitais próprios (melhor plano de financiamento) e financiamento com 100% de capitais alheios (financiamento bancário - pior plano de financiamento). Os resultados dos restantes cenários considerados encontram-se no anexo XVI.

A tabela 4.37 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 4%.

Tabela 4.37 – Análise de cenários para o restaurante com taxa de atualização de 4%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%				
		VAL	TIR	PRA	ROI	LCOE
11 513 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	24 812	22,9	5,1	4,1	0,0887
	Sem apoio	21 358	16,2	7,5	2,9	0,1124
	100% capitais alheios	10 442	8,8	15,7	1,9	0,2026
14 392 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	22 348	18,2	6,6	3,2	0,1056
	Sem apoio	18 030	12,7	9,6	2,3	0,1351
	100% capitais alheios	4 385	5,7	20,9	1,3	0,2479
17 270 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	19 883	15,0	8,1	2,6	0,1224
	Sem apoio	14 702	10,2	12,0	1,9	0,1579
	100% capitais alheios	-1 672	3,4	Não tem	0,9	0,2932

Dos cenários apresentados o único inviável do ponto de vista económico é o de investimento 20% superior ao do valor de referência com financiamento bancário, uma vez que o VAL é negativo e a TIR é inferior à taxa de atualização considerada (4%).

O projeto é atrativo quando se consideram subvenções a fundo perdido e investimento igual ou abaixo do valor de referência sem recurso a financiamento bancário.

A tabela 4.38 considera os cenários considerados para uma taxa de atualização de 7%.

Tabela 4.38 – Análise de cenários para o restaurante com taxa de atualização de 7%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%				
		VAL	TIR	PRA	ROI	LCOE
11 513 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	15 774	22,9	5,6	3,0	0,1041
	Sem apoio	12 320	16,2	8,5	2,1	0,1347
	100% capitais alheios	3 005	8,8	19,7	1,3	0,2375
14 392 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	13 424	18,2	7,4	2,3	0,1249
	Sem apoio	9 106	12,7	11,6	1,6	0,1632
	100% capitais alheios	-2 538	5,7	Não tem	0,8	0,2918
17 270 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	11 074	15,0	9,4	1,9	0,1457
	Sem apoio	5 893	10,2	15,4	1,3	0,1917
	100% capitais alheios	-8 081 €	3,4	Não tem	0,5	0,3460

Nos cenários de investimento com uma taxa de atualização de 7% o projeto não é viável para investimento igual ou 20% superior ao de referência com recurso a financiamento bancário de 100%, uma vez que o VAL é negativo e a TIR é inferior à taxa de atualização considerada

(10%). O projeto só é atrativo para o investidor com subvenções a fundo perdido e quando investimento é 20% inferior ao valor de referência sem recurso a capitais alheios.

A tabela 4.39 considera os cenários de investimento e respetivo financiamento para uma taxa de atualização de 10%.

Tabela 4.39 – Análise de cenários para o restaurante com taxa de atualização de 10%.

Montante de investimento inicial	Plano de financiamento	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL	TIR	PRA	ROI	LCOE
11 513 € (-20% do valor referência)	30% fundos perdidos	10 045	22,9	6,3	2,2	0,1209
	Sem apoio	6 591	16,2	10,2	1,6	0,1591
	100% capitais alheios	-1 464	8,8	Não tem	0,9	0,2735
14 392 € (Valor de referência)	30% fundos perdidos	7 768	18,2	8,6	1,8	0,1461
	Sem apoio	3 451	12,7	15,3	1,2	0,1939
	100% capitais alheios	-6 617 €	5,7	Não tem	0,5	0,3369
17 270 € (+20% do valor referência)	30% fundos perdidos	5 492	15,0	11,6	1,5	0,1713
	Sem apoio	311	10,2	23,7	1,0	0,2286
	100% capitais alheios	-11 770 €	3,4	Não tem	0,3	0,4003

Para os cenários de investimento com uma taxa de atualização de 10% o projeto só é atrativo para o investidor quando se consideram planos de financiamento com subvenções a fundo perdido para investimento igual ou inferior ao valor de referência.

O financiamento bancário inviabiliza o projeto nos três montantes de investimento considerados.

Na análise de risco efetuada o projeto é mais atrativo quanto menor for a taxa de atualização e o investimento efetuado e quando se consideram subvenções a fundo perdido.

No cenário mais favorável/otimista, em que se considerou um investimento de 11 513 € (20% inferior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 4% com subvenção a fundo perdido de 30%, obtém-se um VAL de 24 812 €, uma TIR de 22,9%, um PRA de aproximadamente 5 anos, um ROI de 4,1 e um LCOE de 0,0887 €/kWh.

No cenário mais desfavorável/pessimista, em que se considerou um investimento de 17 270 € (20% superior ao do cenário base) para uma taxa de atualização de 10% com 100% de capitais obtidos por financiamento bancário, obtém-se um VAL de – 11 770 €. Podendo-se, logo, concluir que o investimento não é viável para este cenário.

4.7. Síntese dos resultados obtidos

Na tabela 4.40 pode observar-se uma síntese dos resultados obtidos em cada um dos casos de estudo.

Tabela 4.40 – Síntese dos resultados obtidos

	FCT-UNL	Indústria	Instituição	Comércio	Restaurante
Potência ótima segundo a TIR (kWp)	1200	85	30	11	7
Investimento inicial (€)	1 323 958	129 191	51 721	21 412	14 392
VAL (€)	2 430 602	128 722	91 228	23 046	9 106
TIR (%)	22	16	21	16	12
PRA (ano)	6	9	6	9	12
ROI	2,8	2,0	1,8	2,1	1,6
LCOE (€/MWh)	66	100	104	138	163
Rácio autossuficiência no 1ºano (%)	27	19	24	43	25
Poupança na fatura no 1ºano (%)	32	22	29	46	29

5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

No que concerne aos resultados obtidos, é importante referir que a escolha da potência do sistema deve considerar a disponibilidade financeira do investidor, a área disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos e a regularidade do consumo de energia.

Os fatores de disponibilidade financeira do investidor e área disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos, sem que exista sombreamento entre eles, não foram considerados na escolha da potência ótima a instalar. Este facto condiciona a fiabilidade dos resultados obtidos, na medida em que a potência ideal a instalar para cada caso varia consoante a capacidade de investimento/financiamento e interesse de cada investidor, assim como, de haver espaço suficiente para a instalação deste tipo de sistemas.

Relativamente à regularidade do consumo de energia, apenas os casos de estudo da faculdade e da indústria possuem dados de consumo fidedignos e representativos dos hábitos de consumo das instalações, uma vez que foram obtidos através de telecontagem.

Nos restantes casos de estudo a UPAC poderá estar sobredimensionada ou subdimensionada, uma vez que para o restaurante e comércio foi estimado que o consumo medido num período de sete dias, isto é uma semana de trabalho, incluindo dias úteis e fins-de-semana, seria igual para o resto do ano. No caso da instituição de ação social a desagregação da energia consumida por cada um dos períodos tarifários, descrita nas faturas de eletricidade, de forma a obter a potência média consumida em cada um desses períodos, não representa o perfil de consumo real da instalação.

É importante referir que este estudo não procurou encontrar a melhor potência a instalar segundo a TIR, dado que, para tal, se teriam que iterar potências do sistema em intervalos de 250 Wp (correspondente à potência de cada módulo fotovoltaico) até obter a maior TIR possível. Por este facto, a solução encontrada para cada caso de estudo pode ser alvo de uma otimização que conduzirá a melhores resultados.

Segundo um estudo da *Renewable Energy Corporation* (REC, 2012), fabricante do módulo fotovoltaico utilizado neste estudo, o desempenho energético real dos módulos REC pode ser até 7% superior ao previsto pelo PVsyst.

A juntar a este dado está o facto de não se ter considerado a poupança passível de ser obtida com o imposto especial de consumo de energia, cujo valor pode atingir cerca de 1% da fatura anual da eletricidade (no caso da faculdade). Desta forma, pode-se afirmar que os resultados obtidos são conservativos, na medida em que podem estar abaixo dos que se vão atingir na realidade.

Apesar da maioria da literatura existente, sobre análise de projetos de investimento, considerar que o VAL é o melhor critério de decisão, na prática a TIR é o critério de decisão mais utilizado por grandes empresas e bancos, talvez por ser fácil de comparar com o custo de capital (Jensen & Smith, 1984; Brealey, et al., 2009; Osborne, 2010; Weber, 2014).

Relativamente aos cenários de potência instalada estudados verifica-se que para a maior TIR o investidor obtém o menor período de recuperação atualizado (PRA) do investimento e o

maior lucro por cada unidade monetária atualizada investida (ROI – retorno sobre o investimento). Para o maior VAL, ou seja, para a maior margem de lucro obtida em cada caso de estudo, obtém-se o menor rácio de autoconsumo.

No entanto, nos cenários de potência instalada analisados, a TIR não variou mais que 2%, enquanto o VAL variou entre 11% e 112%. Assim, o VAL é o indicador económico mais relevante para o investidor, dado que a variação da TIR e, consequentemente, do PRA, ROI e LCOE é pouco significativa para potências instaladas inferiores à potência solicitada pela instalação.

A ideia chave a reter é que, apesar da metodologia deste estudo utilizar a TIR como indicador de referência para a elaboração dos cenários de potência instalada, verifica-se que o VAL tem maior relevância para o investidor por ser o indicador mais sensível à variação de potência instalada.

Desta forma, a TIR indica o intervalo de potência a instalar aceitável para o autoconsumo de energia elétrica e o VAL indica dentro desse intervalo a melhor solução para o investidor, do ponto de vista de maximização de lucros. Abaixo deste intervalo o valor da TIR é inferior, porque o custo por Wp instalado aumenta. Acima deste intervalo o valor da TIR também é inferior, porque o excedente de produção aumenta e a sua remuneração é baixa.

A partir dos perfis de carga típicos presentes na tabela 2.1 é possível efetuar um enquadramento com os obtidos neste estudo.

O perfil de carga da faculdade é do tipo G3, quer isto dizer que os resultados obtidos na faculdade podem ser utilizados como modelo para outro tipo de instalações com hábitos de consumo similares. São exemplo deste tipo de instalações: estabelecimentos comerciais e industriais com muitos equipamentos de aquecimento, ventilação e ar-condicionado (AVAC) ou equipamentos de refrigeração, infraestruturas de TI, parques de estacionamento subterrâneo, estações de tratamento de esgotos, centros comerciais, supermercados, entre outros.

O perfil de carga da indústria alimentar também é do tipo G3. O consumo de energia para este caso de estudo não é regular nos dias úteis, contrariamente ao que acontece na faculdade.

Segundo a ERSE, um cliente industrial é um consumidor cuja instalação de consumo está ligada à rede de média tensão e que consome em média 590 MWh por ano, o equivalente a 197 clientes domésticos (ERSE, 2015g). A indústria analisada neste estudo tem um consumo anual de 625 MWh por ano, pelo que é representativa de uma instalação industrial típica.

Com o exposto, pode definir-se um intervalo de resultados para consumidores de eletricidade do tipo G3, fornecidos em MT, em que os resultados obtidos para a faculdade correspondem ao cenário financeiro mais favorável e os resultados obtidos para a indústria alimentar correspondem ao cenário financeiro mais desfavorável.

Desta forma, um cliente de MT com um perfil de consumo deste tipo pode estimar resultados que vão desde um VAL de 128 000 € a um VAL de 2 430 000 €, uma TIR que vai desde 15% a 22% e um período de amortização atualizado de 6 a 9 anos, para custos de investimento entre 1,1 €/Wp a 1,7 €/Wp (já com IVA incluído).

De salientar que estas estimativas não têm em conta financiamento bancário ou subvenções a fundo perdido e que são calculadas para uma taxa de atualização de 7%, podendo ser ligeiramente favoráveis ou desfavoráveis consoante o plano de financiamento do investidor e a taxa de atualização dos *cash flows*.

A instituição de ação social tem um perfil de carga do tipo G3. Desta forma, instalações abastecidas em BTE do tipo G3 com rácios de autoconsumo de 100% podem esperar VAL entre 65 000 € a 100 000 €, TIR de 19% a 21% e períodos de amortização dos capitais investidos de 6 a 7 anos. É importante referir que as estimativas para este caso são pouco precisas dado que não foi possível obter o perfil de carga real da instalação, pelo que os valores enunciados podem ser ligeiramente inferiores caso se verifique um rácio de autoconsumo inferior a 100%.

Também é importante referir que a ERSE define que os clientes fornecidos em BTE têm um consumo médio anual de 95 MWh por ano (o equivalente a 32 clientes domésticos) e que o consumo anual da instalação analisada é de 221 MWh por ano (ERSE, 2015g). Com esta discrepância, e dada a volatilidade do VAL consoante a potência fotovoltaica que se pretenda instalar, o cliente de BTE típico, cujo consumo médio anual de energia é de 95 MWh, irá obter um VAL bastante inferior ao do caso de estudo.

O estabelecimento comercial tem um perfil de carga do tipo G1. Assim, os resultados obtidos no estabelecimento comercial podem ser extrapolados para escritórios, escolas, hospitais, bancos, oficinas automóveis e indústrias com período de funcionamento das 8h às 18h nos dias úteis e das 8h às 13h nos sábados.

Para este tipo de instalações com fornecimento em BTN, com perfil de carga do tipo G1, com uma potência contratada de 20,7 kVA ou aproximada (um ou dois escalões acima ou abaixo) e com tarifa bi-horária pode-se estimar resultados similares aos obtidos neste caso de estudo, nomeadamente um VAL entre 19 000 € e 23 000 €, TIR entre 15% e 16% e um período de amortização atualizado de aproximadamente 9 anos.

Estes resultados são menos atrativos em relação aos da faculdade, indústria e instituição de ação social porque os custos de investimento por Wp instalado são substancialmente superiores para níveis de potência instalada baixos. Por exemplo, para uma UPAC com 250 kWp o investimento é de 1,3 €/Wp, enquanto que para uma UPAC com 10 kWp o investimento é de 2 €/Wp, ou seja, o investimento por Wp instalado aumenta 65%.

Para instalações do tipo G1 fornecidas em BTE e MT não é possível extrapolar valores a partir deste caso de estudo, visto que a potência a instalar seria substancialmente maior. No entanto, é possível prever resultados financeiros mais favoráveis visto que o custo de investimento por Wp instalado é exponencialmente menor.

Na análise deste caso de estudo verifica-se que os indicadores de viabilidade económica melhoram quando se passa da tarifa simples (a que está atualmente contratualizada pelo estabelecimento) para a tarifa bi-horária. Importa então realçar a necessidade de aquando o dimensionamento de um projeto deste tipo se verificar qual o tarifário que melhor se ajusta ao autoconsumo de energia, de forma a maximizar a poupança obtida na fatura de eletricidade.

O restaurante tem um perfil de carga do tipo G2, quer isto dizer que os resultados obtidos para este caso de estudo podem ser utilizados como modelo para outro tipo de instalações com hábitos de consumo similares. São exemplo deste tipo de instalações: hotéis, cafés, postos de abastecimento de combustível e locais de lazer, cultura e desporto.

Assim, um cliente de BTN com um perfil de consumo deste tipo pode estimar uma TIR que vai desde 11% a 13% e um período de amortização atualizado de 11 a 13 anos.

Em relação ao VAL passível de ser obtido vai depender da potência que se queira instalar, sendo que a potência a instalar num hotel será certamente superior à instalada num restaurante ou café, permitindo obter um VAL superior.

Contudo, é possível concluir que para restaurantes com potências contratadas de 27,6 kVA ou aproximadas (um ou dois escalões acima ou abaixo) e com perfil de carga do tipo G2 que o VAL possível de obter estará entre os 5 800 € e os 12 400 €, considerando um investimento entre 1,9 €/Wp e 2,2 €/Wp (já com IVA incluído).

É importante referir que estes valores estimados dizem respeito a um cenário em que se considera que a instalação encerra um mês para férias. Se for considerado que a instalação está aberta todo o ano, encerrando só uma vez por semana para folga dos trabalhadores, o período de amortização atualizado diminui para os 9 anos, a TIR aumenta cerca de 2% e o VAL aumenta cerca de 37%, considerando o mesmo montante de investimento inicial.

Relativamente aos diferentes tipos de financiamento considerados verifica-se que o projeto se torna muito atrativo para o investidor com subvenções a fundo perdido, existindo diversos programas com este tipo de incentivos, dos quais se destacam o POSEUR (no âmbito do Portugal 2020) e o PDR 2020.

Para o cenário de investimento referência com uma taxa de atualização dos *cash flows* de 7% verifica-se que um incentivo de 30% a fundo perdido (sendo o restante investimento com 70% de capitais próprios) aumenta o VAL entre 17% e 47%, aumenta a TIR entre 6% e 8% e diminui o PRA em dois a quatro anos. Se considerar-se um financiamento bancário o VAL diminui entre 44% e 128%, a TIR diminui entre 7% e 8% e o PRA entre sete e doze anos.

No mercado empresarial os interesses dos investidores em instalar um sistema fotovoltaico passam, para além de reduzir a despesa com a fatura de eletricidade, por melhorar as certificações e classificações energéticas das empresas, no sentido de melhorar a imagem destas, ao assumirem uma estratégia verde e um posicionamento sustentável no mercado (responsabilidade social).

A crescente preocupação ambiental por parte dos consumidores leva a que certos sectores como o do turismo se modernizem e se requalifiquem nas áreas da eficiência energética e das energias renováveis. Deste ponto de vista, os investidores deste sector poderão aceitar TIR e PRA pouco favoráveis, em virtude da melhor imagem que passam aos seus clientes.

Os consumidores que valorizem a responsabilidade social das empresas devem, no entanto, saber que muitas empresas usam inadequadamente procedimentos de *marketing* com o intuito de formar uma imagem de responsabilidade ecológica e sustentável em instituições

públicas ou privadas, o que constitui uma prática comercial fraudulenta designada por *greenwashing* (FTC, 2012).

Em todos os casos de estudo foi considerado um cenário em que o investimento seria 20% inferior ao estimado pelos preços atualmente praticados no mercado. Os resultados obtidos para esse montante de investimento inferior correspondem aos preços que se praticarão no mercado em 2025, segundo o cenário conservativo do estudo *Current and Future Cost of Photovoltaics* (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1. Trabalho desenvolvido

A publicação em outubro de 2014 do Decreto-Lei 153/2014, que regulamenta a produção descentralizada de energia, proporciona uma alteração de paradigma no mercado da energia solar fotovoltaica em Portugal.

A energia elétrica produzida por uma UPAC possibilita o abastecimento das cargas da instalação a que a mesma se encontra associada e a venda à RESP da energia elétrica que é produzida nos períodos em que a potência produzida é superior à consumida pela instalação de consumo.

No entanto, a remuneração da eletricidade vendida à rede é efetuada a um valor que corresponde a 90% do montante médio mensal a que energia elétrica foi transacionada no mês anterior no mercado grossista do OMIE. Desta forma, os projetos de autoconsumo têm de ser avaliados como uma medida de eficiência de consumo, uma vez que são remunerados, principalmente, pelos custos evitados com energia consumida.

O estudo desenvolvido atinge os seus objetivos na medida em que consegue avaliar a viabilidade económica do autoconsumo de energia elétrica, por meio de um sistema fotovoltaico, no setor não residencial português.

6.2. Principais resultados e conclusões

Para empresas abastecidas em BTE ou MT com um perfil de consumo do tipo G3 a TIR obtida com o investimento numa UPAC varia entre 16% e 22%. O PRA do investimento é alcançado entre seis anos e nove anos. O ROI obtido para projetos com esta tipologia é de 1,5 € a 2,8 € por cada euro investido.

O perfil de consumo G3 tem como principais aplicações: universidades, instalações comerciais e industriais com muitos equipamentos de aquecimento, ventilação e ar-condicionado (AVAC) ou equipamentos de refrigeração (exemplo: indústria do frio), infraestruturas de TI, parques de estacionamento subterrâneo, estações de tratamento de esgotos e supermercados.

Para empresas abastecidas em BTN com um perfil de consumo do tipo G1 a TIR obtida varia entre 15% e 16%. O PRA do investimento é alcançado em 9 anos e o ROI obtido é aproximadamente 2 € por cada euro investido.

O perfil de consumo G1 tem como principais aplicações: estabelecimentos comerciais, escritórios, escolas, hospitais, bancos, oficinas automóveis e indústrias ligeiras com período de funcionamento das 8h-18h nos dias úteis e das 8h-13h nos sábados.

Para empresas abastecidas em BTN com um perfil de consumo do tipo G2 a TIR obtida varia entre 12% e 13%. O PRA do investimento é alcançado entre 11 anos e 13 anos e o ROI obtido para projetos com esta tipologia é de 1,5 € a 1,6 € por cada euro investido.

O perfil de consumo G2 tem como principais aplicações: hotéis, cafés e locais/instalações de lazer, cultura e desporto.

O setor dos serviços e da indústria ligeira é um setor com grande potencial para o autoconsumo fotovoltaico, na medida em que a energia é consumida principalmente durante o dia. No estudo efetuado para o estabelecimento comercial uma redução de 36% no consumo de energia elétrica provoca uma redução na fatura de 46%. Isto deve-se ao facto da energia produzida para autoconsumo acontecer maioritariamente quando a energia proveniente da rede é mais cara.

Desta forma, conclui-se que as empresas deste setor podem reduzir o seu consumo de energia elétrica proveniente da RESP em 30% a 40%, o que se traduz em reduções na fatura de eletricidade de 40% a 50%, respetivamente.

O setor dos grandes consumidores e da indústria pesada é aquele que apresenta melhores resultados de viabilidade económica considerando os indicadores de referência (TIR, VAL, ROI, PRA e LCOE), sendo então o setor mais indicado para se investir numa UPAC. Isto deve-se ao facto do custo de investimento por cada Wp instalado ser inferior para este tipo de consumidores.

O apoio financeiro através de subvenções a fundo perdido melhora a viabilidade deste tipo de projetos, pelo que se deve recorrer a este tipo de apoio sempre que possível. Existem diversos programas de apoio para este tipo de projetos, dos quais se destacam o POSEUR (no âmbito do Portugal 2020) e o PDR 2020. O financiamento através de empréstimo bancário não é desejável pois inviabiliza o projeto ou torna-o pouco atrativo para o investidor, tal como se verificou na maior parte dos cenários analisados.

Conclui-se, também, que o VAL é o indicador que melhor serve os interesses do investidor, dado que a variação da TIR e, consequentemente, do PRA, ROI e LCOE é pouco significativa para potências instaladas inferiores à potência solicitada pela instalação de consumo. Contudo, a análise do investidor deve basear-se sempre no VAL e TIR, de forma a garantir a solução que permite maximizar os lucros de forma eficiente, isto é, maximizar o VAL para uma TIR aceitável. A disponibilidade financeira do investidor e a sua capacidade de obter financiamento bancário ou incentivos públicos são fatores que devem ser sempre considerados na análise deste tipo de projetos de investimento.

Em conclusão, investir numa UPAC, ao abrigo do novo Decreto-Lei 153/2014, representa para as empresas que têm uma área disponível e consumos regulares e relevantes de energia elétrica uma excelente forma de se tornarem mais competitivas, na medida em que permite reduzir o custo global do seu produto ou serviço e serem menos vulneráveis às constantes variações do custo de energia no mercado. Este modelo torna-se mais atrativo pelo facto de possibilitar às empresas produzirem energia mais barata do que aquela que comprem à rede.

6.3. Desenvolvimento futuro

Relativamente aos trabalhos futuros existem alguns pontos neste estudo que podem ser melhorados e aprofundados, a saber:

- Efetuar uma análise da viabilidade económica no setor residencial. Embora o consumo de energia elétrica seja baixo no período diurno, dificultando o autoconsumo de energia, existem várias soluções no mercado que podem potencializar o autoconsumo. Destas soluções, destaca-se a utilização de baterias, que acumulam o excesso de energia produzida durante o dia para ser utilizada durante a noite ou nos períodos de menor radiação solar, e sistemas inteligentes que podem acionar cargas durante os períodos de maior radiação solar, como bombas de calor, resistências para o aquecimento de águas domésticas e bombas de piscina ou rega;
- Identificar, através da realização de inquéritos, quais os indicadores de viabilidade económica mais importantes para as empresas e os particulares e os valores mínimos que estes devem apresentar para a aceitação de um projeto deste tipo;
- Identificar os critérios de elegibilidade, as despesas elegíveis e as formas de apoio que um determinado investidor, quer seja empresa ou particular, tem caso pretenda instalar uma UPAC;
- Incluir o fator área no dimensionamento da UPAC, uma vez que a área disponível para a implementação do sistema pode não ser suficiente para a potência ótima que se deve instalar, e considerar ainda a tipologia da área disponível, pois pode não ser possível orientar os painéis segundo o azimute pretendido.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ameli, N. & Kammen, D. M. (2014). Innovations in financing that drive cost parity for long-term electricity sustainability: An assessment of Italy, Europe's fastest growing solar photovoltaic market. *Energy for Sustainable Development*, Volume 19, pp. 130-137.
- APA (2015). *Fiscalidade Verde*. Obtido em Agência Portuguesa do Ambiente [Online]: <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=1104> [Acedido em 28 abril 2015].
- APE (2014). *O Programa Horizonte 2020*. Associação Portuguesa da Energia. Lisboa.
- APREN (2014). *Alerta Legal Decreto-Lei n.º153/2014, de 20 de outubro*. Lisboa: Associação de Energias Renováveis.
- Becquerel Institute (2015). *Italy policy up.date - revised scambia sul posto scheme*. Obtido em Becquerel Institute [Online]: <http://becquerelinstitute.org/italy-policy-update-revised-scambio-sul-posto-scheme/> [Acedido em 24 abril 2015].
- Bolkesjø, T. F., Eltvig, P. T. & Nygaard, E. (2014). An Econometric Analysis of Support Scheme Effects on Renewable Energy Investments in Europe. *Energy Procedia*, Volume 58, pp. 2-8.
- Branker, K., Pathak, M. J. & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), pp. 4470-4482.
- Brealey, R., Myers, S. & Allen, F. (2009). *Principles of Corporate Finance*. 10th edition. New York: McGraw-Hill.
- Carneiro, J. (2009). *Projeto Multidisciplinar II: Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (sistemas ligados à rede e sistemas autónomos)*, Universidade do Minho. Escola de Ciências. Guimarães.
- Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. 1ªed. Instituto Superior Técnico. Lisboa: IST Press.
- Cherrelle, E. (2012). *Solar Photovoltaic Energy Policy in Europe: Losing Sight of What is Right*, Institut Français des Relations Internationales. Paris: IFRI.
- Colthorpe, A. (2014). *Germany's 'mixed bag' energy law reforms pass final parliamentary hurdle*. Obtido em PVTech [Online]: http://www.pv-tech.org/news/germanys_mixed_bag_energy_law_reforms_pass_final_parliamentary_hurdle [Acedido em 24 abril 2015].
- Comissão Europeia (2011). *Directive of the european parliament and of the council on energy efficiency and amending and subsequently repealing Directives 204/8/EC and 206/32/EC*. SEC(2011) 779 final. Bruxelas (Bélgica).
- Comissão Europeia (2012). *Energy: Commission paves the way for massive roll-out of smart metering systems*. Obtido em News Energy in Europe [Online]: <http://ec.europa.eu/dgs/energy/newsletter/dg/2012/0322newsletter.html> [Acedido em 27 abril 2015].

- Comissão Europeia (2013). *Memorando: UE institui direitos anti-dumping provisórios sobre os painéis solares chineses*. Obtido em European Commission [Online]: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-13-497_pt.htm [Acedido em 14 maio 2015].
- Comissão Europeia (2014). *Análise comparativa da implantação de contadores inteligentes na UE-27, com ênfase na eletricidade*. COM (2014) 356 final. Bruxelas (Bélgica).
- Couture, T. & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), pp. 955-965.
- Dargouth, N. R., Barbose, G. & Wiser, R. (2011). The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. *Energy Policy*, 39(9), pp. 5243-5253.
- Decreto Lei n.º 118-A/2010 de 25 de outubro, *Diário da República n.º207 - I Série*. Ministério do Ambiente. Lisboa.
- Decreto Lei n.º153/2014 de 20 de outubro, *Diário da República n.º153 - I Série*. Ministério do Ambiente. Lisboa.
- DGEG (2014). *Estatísticas Energias Renováveis*. Direção Geral de Energia e Geologia. Lisboa.
- Dinçer, F. (2011). The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), pp. 713-720.
- Directiva nº2009/28/CE de 23 de Abril. *Jornal Oficial da União Europeia*: Parlamento Europeu e do Conselho, L 140/16. Bruxelas.
- EDP (2011). *Consulta Pública do Conselho de Reguladores do MIBEL*. Eletricidade de Portugal, S.A. Lisboa.
- EDP (2015a). *Distribuição de Eletricidade Portugal*. Obtido em EDP [Online]: <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaodeelectricidade/Pages/Distribui%C3%A7%C3%A3oPT.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- EDP (2015b). *Mercado Livre*. Obtido em EDP [Online]: <https://energia.edp.pt/particulares/perguntas-frequentes/mercado-livre.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- Elliston, B., MacGill, I. & Diesendorf, M. (2010). *Grid parity: A potentially misleading concept?*. Canberra, ACT, Australia.
- EPIA (2011). *Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector*. European Photovoltaic Industry Association. Bruxelas (Bélgica).
- EPIA (2012). *Connecting the Sun, Solar Photovoltaics on the road to large-scale grid integration*. European Photovoltaic Industry Association. Bruxelas (Bélgica).
- EPIA (2013). *Self Consumption of PV Electricity*. European Photovoltaic Industry Association. Bruxelas (Bélgica).
- EPIA (2014a). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*. European Photovoltaic Industry Association. Bruxelas (Bélgica).

- EPIA (2014b). *European PV Support Schemes Overview Short Public Version*. European Photovoltaic Industry Association. Bruxelas (Bélgica).
- ERSE (2006). *Guia do Consumidor de Electricidade no Mercado Liberalizado*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Lisboa.
- ERSE (2014a). *Regulamento Tarifário do Setor Elétrico*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Lisboa.
- ERSE (2014b). *Tarifas Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Lisboa.
- ERSE (2015a). *Eletricidade - Atividades do Setor*. Obtido em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/Paginas/default.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- ERSE (2015b). *Liberalização do Sector*. Obtido em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- ERSE (2015c). *Escolha de Comercializador*. Obtido em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/escolhadofornecedor/Paginas/default.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- ERSE (2015d). *Mercado Grossista de Eletricidade Contratação*. Obtido em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [Online]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- ERSE (2015e). *Comercializadores para Clientes Domésticos*. Obtido em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadores/Paginas/Clientesaodomesticos.aspx> [Acedido em 28 abril 2015].
- ERSE (2015f). *Tarifas e Preços*. Obtido em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx> [Acedido em 29 abril 2015].
- ERSE (2015g). *Resumo Informativo Mercado Liberalizado Eletricidade*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Lisboa.
- Falconett, I. & Nagasaka, K. (2010). Comparative analysis of support mechanisms for renewable energy technologies using probability distributions. *Renewable Energy*, 35(6), pp. 1135-1144.
- Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics*. Agora Energiewende. Friburgo (Alemanha).

- FTC (2012). *FTC issues revised "Green Guides"*. Obtido em Federal Trade Commission [Online]: <https://www.ftc.gov/news-events/press-releases/2012/10/ftc-issues-revised-green-guides> [Acedido em 20 setembro 2015].
- García-Alvarez, M. T. & Mariz-Pérez, R. M. (2012). Analysis of the success of feed-in tariff for renewable energy promotion mechanism in the EU: lessons from Germany and Spain. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, Volume 65, pp. 52-57.
- GreenPRO, (2004). *Energia Fotovoltaica. Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Instituto Superior Técnico. Lisboa.
- Hauff, J., Heider, C., Arms, H., Gerber, J. & Schilling, M. (2011). Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, pp. 85 - 87.
- Hummel, P., Lekander, P., Gandolfi, A., Hunt, S. & Cossio, I. (2013). *The unsubsidised solar revolution*, Zurich (Suíça): UBS Investment Research.
- Jenner, S., Groba, F. & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in. *Energy Policy*, Volume 52, pp. 385-401.
- Jensen, M. C. & Smith, C. W. (1984). The Theory of Corporate Finance: A Historical Overview. *The Modern Theory of Corporate Finance*. New York: McGraw-Hill Inc., pp. 2-20.
- Joyce A. (2015). Há uma revolução no solar fotovoltaico? *Renováveis Magazine*, Volume 21, pp. 14-17.
- Kerebel, C. (2015). *Energias renováveis*. Obtido em Parlamento Europeu [Online]: http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuld=FTU_5.7.4.html [Acedido em 26 03 2015].
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D. & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, Volume 142, pp. 80-94.
- MAOTE (2014). *Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa. [Online] <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf> [Acedido em 28 de Março de 2015]
- Matos, F., Sousa, J. & Mendes, V. (2005). *Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no Espaço Ibérico*. ISEL, DEEA – Secção de Sistemas de Energia. Portalegre.
- Megre, L. (2013). *Análise de Projetos de Investimento - Uma Perspetiva Económica*. 1ª ed. Lisboa: Edições Sílabo.
- Melo, J. J. (2015). *Green tax reform, tipping point for energy use*. ISDRS 2015 — 21st International Sustainable Development Research Society Conference "Tipping point: vulnerability and adaptive capacity". Geelong (Melbourne). Australia.
- Osborne, M. J. (2010). A resolution to the NPV–IRR debate?. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, pp. 234-239.
- Directiva 2009/72/CE de 13 de Julho. *Jornal Oficial da União Europeia*: Parlamento Europeu e do Conselho, L 211/55. Bruxelas.

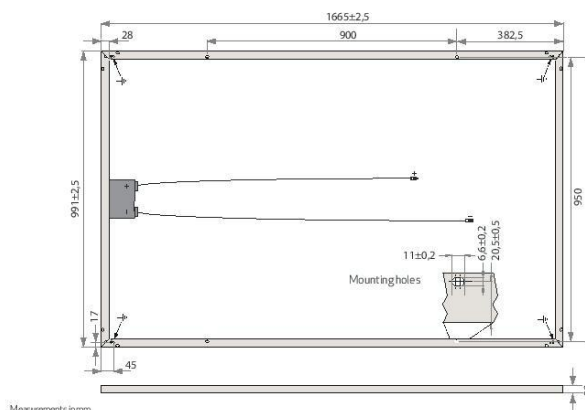
- PDR 2020 (2014). *Programa de Desenvolvimento Rural do Continente para 2014-2020*. Gabinete de Planeamento, Políticas e Administração Geral. Ministério da Agricultura e do Mar. Lisboa.
- Pérez, D., Cervantes, V., Báez, M. J. & Domínguez, F. T. (2013). *PV Grid Parity Monitor Residential Sector 2nd issue*, Berlim (Alemanha): Eclareon.
- Pordata (2015). *Preços da electricidade para utilizadores industriais e domésticos (Euro/ECU) na Europa*. Obtido em Pordata [Online]: <https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+industriais+e+dom%C3%A9sticos+%28Euro+ECU%29-1477> [Acedido em 11 maio 2015].
- POSEUR (2015). *Eixos de investimento*. Obtido em Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos [Online]: <https://poseur.portugal2020.pt/pt/eixos-de-investimento/apresenta%C3%A7%C3%A3o/> [Acedido em 28 abril 2015].
- Poullikkas, A. (2013). A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Volume 3, pp. 1-8.
- PV Parity (2012). *Grid Parity Definition*, Bruxelas (Alemanha): Intelligent Energy Europe.
- PV Parity (2013a). *How to Support Different Photovoltaic Applications in the Achievement of Competitiveness and Beyond*, Bruxelas (Bélgica): Intelligent Energy Europe.
- PV Parity (2013b). *Recomendações nacionais Portugal*, Bruxelas (Bélgica): Intelligent Energy Europe.
- PV Parity (2015). *Maps of the target countries showing the possible trends towards PV grid parity*. Obtido em PV Parity [Online]: <http://www.pvparity.eu/results/pv-competitiveness/> [Acedido em 12 maio 2015].
- PVGIS (2012). *Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe*. Obtido em European Commission [Online]: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PVGIS_EU_201204_publication.png [Acedido em 11 maio 2015].
- Ragwitz, M., Winkler, J., Klessmann, C., Gephart, M. & Resch, G. (2012). *Recent developments of feed-in systems in the EU*. International Feed-In Cooperation. Berlim (Alemanha)
- Ramli, M. A. & Twaha, S. (2015). Analysis of renewable energy feed-in tariffs in selected regions of the globe: Lessons for Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 45, pp. 649-661.
- REC (2012). *Real world performance exceeds expectations*. Renewable Energy Corporation. Sandvika (Noruega).
- REN (2015). *O Setor Elétrico*. Obtido em REN [Online]: http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/ [Acedido em 28 abril 2015].
- REN21 (2014). *Renewables 2014 Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Paris (França).

- Rifkin, J. (2011). *The Third Industrial Revolution*. Lisboa: Bertrand Editora.
- Ringel, M. (2006). Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. *Renewable Energy*, 31(1), pp. 1-17.
- Sampaio, C. (2015). Há competência técnica: falta operacionalidade. *Renováveis Magazine*, Setembro, Volume 22, p. 40.
- Sarasa-Maestro, C. J., Dufo-López, R. & Bernal-Aguistín, J. L. (2013). Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy Policy*, Volume 55, pp. 317-328.
- SMA Solar Technology (2013). *Commercial Self-Consumption of Solar Power*. Niestetal (Alemanha).
- Solar Server (2015). *pvXchange spot market price index solar PV modules*. Obtido em Solar Server [Online]: <http://www.solarserver.com/service/pvx-spot-market-price-index-solar-pv-modules.html> [Acedido em 14 maio 2015].
- SunEdison (2011). *Enabling the European consumer to generate power for self-consumption*. Madrid (Espanha).
- Talavera, D., Casa, J., Muñoz-Cerón, E. & Almonacid, G. (2014). Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain: The case of the University of Jaén Campus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 752-771.
- The Economist Espresso (2015). *Sunny days ahead: renewable energy*. Obtido em The Economist Espresso [Online]: <http://espresso.economist.com/0b29edcc329d3d061bf60edb5bc8ac5f> [Acedido em 14 maio 2015].
- Weber, T. A. (2014). On the (non-)equivalence of IRR and NPV. *Journal of Mathematical Economics*, Volume 52, pp. 25-39.
- Yang, C. J. (2010). Reconsidering solar grid parity. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3270-3273.

8. ANEXOS

Anexo I – Ficha técnica do módulo fotovoltaico

REC PEAK ENERGY SERIES



Measurements in mm.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	240	245	250	255	260	265
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08
Panel Efficiency (%)	14.5	14.8	15.2	15.5	15.8	16.1

Analysed data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of $\pm 3\%$ from nominal values. Values at standard test conditions STC (air mass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 95.5% of the STC module efficiency will be achieved.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	177	181	183	187	190	193
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	27.3	27.7	27.8	28.0	28.2	28.4
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	6.48	6.52	6.58	6.68	6.74	6.80
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	34.1	34.4	34.7	34.8	35.0	35.3
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	7.02	7.06	7.11	7.18	7.23	7.29

Nominal operating cell temperature NOCT (800 W/m², AM1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C).

CERTIFICATIONS



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703; MCS, IEC 62716 (Ammonia Resistance) IEC 61701 (Salt Mist - severity levels 1 & 6), IEC 60068-2-68 (Blowing Sand)

takeaway
for an easy way
take-away WEEE Compliant
Recycling scheme

WARRANTY

10 year product warranty
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.)
See warranty conditions for further details.

16.1% EFFICIENCY

10 YEAR PRODUCT WARRANTY

25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

TEMPERATURE RATINGS

Nominal operating cell temperature (NOCT) 45.7°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature coefficient of P_{MPP} -0.40 %/ $^\circ\text{C}$
Temperature coefficient of V_{OC} -0.27 %/ $^\circ\text{C}$
Temperature coefficient of I_{SC} 0.024 %/ $^\circ\text{C}$

GENERAL DATA

Cell type: 60 REC PE multi-crystalline
3 strings of 20 cells with bypass diodes
Glass: 3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back sheet: Double layer highly resistant polyester
Frame: Anodized aluminum (silver)
Junction box: IP67 rated
4 mm² solar cable, 0.9 m + 1.2 m
Connectors: Multi-Contact MC4 (4 mm²)
Origin: Made in Singapore

MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40... +85°C
Maximum system voltage: 1000 V
Maximum snow load: 550 kg/m² (5400 Pa)
Maximum wind load: 244 kg/m² (2400 Pa)
Max series fuse rating: 25 A
Max reverse current: 25 A

MECHANICAL DATA

Dimensions: 1665 x 991 x 38 mm
Area: 1.65 m²
Weight: 18 kg

Note! Specifications subject to change without notice.

This datasheet is EN50380 compliant
REC-AE-05-01-11-07-15

REC is the largest European brand of solar panels, with more than 15 million high-quality panels produced at the end of 2014. With integrated manufacturing from polysilicon to wafers, cells, panels and turnkey solar solutions, REC strives to help meet the world's growing energy needs. In partnership with a sales channel of distributors, installers, and EPCs, REC panels are installed globally. Founded in 1996, REC is a Bluestar Elkem company with headquarters in Norway and operational headquarters in Singapore. REC's 1,800 employees worldwide generated revenues of USD 680 million in 2014.



www.recgroup.com

Anexo II – Relatório PVsyst FCT-UNL

PVSYST V6.39		14/08/15	Page 1/3											
Grid-Connected System: Simulation parameters														
Project : Grid-Connected Project at Caparica														
Geographical Site	Caparica	Country	Portugal											
Situation	Latitude 38.7°N	Longitude	9.2°W											
Time defined as	Legal Time Time zone UT	Altitude	100 m											
Meteo data:	Caparica	Synthetic - Meteonorm 7.1 (1991-2010)												
Simulation variant : FCT UNL 1														
Simulation date 14/08/15 00h19														
Simulation parameters														
Collector Plane Orientation	Tilt 35°	Azimuth	0°											
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm											
Horizon	Free Horizon													
Near Shadings	No Shadings													
PV Array Characteristics														
PV module	Si-poly Model REC 250PE	REC												
<small>Original PVsyst database</small>	<small>Manufacturer</small>													
Number of PV modules	In series 24 modules	In parallel	200 strings											
Total number of PV modules	Nb. modules 4800	Unit Nom. Power	250 Wp											
Array global power	Nominal (STC) 1200 kWp	At operating cond.	1080 kWp (50°C)											
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 653 V	I mpp	1653 A											
Total area	Module area 7920 m²	Cell area	7009 m²											
Inverter														
	Model Powador XP500-HV TL													
	Manufacturer KACO new energy													
Characteristics	Operating Voltage 550-830 V	Unit Nom. Power	500 kWac											
Inverter pack	Nb. of inverters 2 units	Total Power	1000 kWac											
PV Array loss factors														
Array Soiling Losses		Loss Fraction	3.0 %											
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s											
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 0.90 mOhm	Loss Fraction	0.2 % at STC											
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.8 %											
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP											
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05											
User's needs : Ext. defined as file CSV FCT .csv														
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year		
649631	596189	605665	573490	618474	582755	632251	349967	604526	678794	635051	595303	*22097	kWh	

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Caparica

Simulation variant : FCT UNL 1

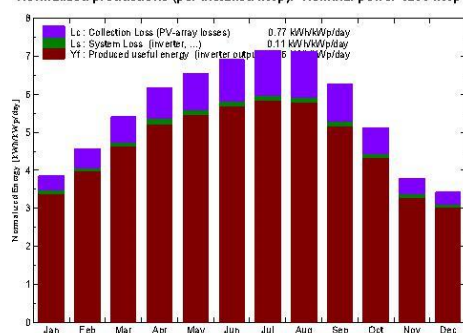
Main system parameters

PV Field Orientation	System type	Grid-Connected	azimuth	0°
PV modules	tilt	35°	Pnom	250 Wp
PV Array	Model	REC 250PE	Pnom total	1200 kWp
Inverter	Nb. of modules	4800	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Model	Powador XP500-HV TL	Pnom total	1000 kW ac
User's needs	Nb. of units	2.0	global	7122 MWh/year
	Ext. defined as file	CSV FCT .csv		

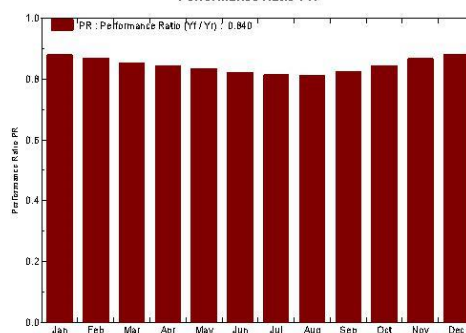
Main simulation results

System Production	Produced Energy	2040 MWh/year	Specific prod.	1700 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	84.0 %	Solar Fraction SF	26.5 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1200 kWp



Performance Ratio PR



FCT UNL 1

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	71.2	11.06	119.4	113.1	129.2	649.6	117.7	8.40
February	88.0	11.92	128.0	121.2	136.9	596.2	127.8	5.91
March	136.6	14.04	167.9	158.6	176.2	605.7	163.7	8.43
April	171.1	14.80	185.5	174.8	192.8	573.5	175.6	12.52
May	211.9	17.63	203.3	191.0	208.5	618.5	193.6	10.17
June	227.0	20.78	207.7	194.9	209.6	582.8	194.0	10.80
July	236.5	22.11	221.8	208.4	222.0	632.3	208.7	8.23
August	213.1	22.90	221.1	208.4	220.3	350.0	144.2	70.97
September	157.6	21.03	188.2	177.9	190.6	604.5	181.2	5.22
October	113.6	18.37	158.8	150.2	164.8	678.8	158.3	2.78
November	72.8	13.89	113.9	107.8	121.4	635.1	113.4	5.23
December	59.9	11.53	106.5	100.7	115.6	595.3	106.7	6.08
Year	1759.3	16.70	2022.3	1907.0	2087.8	7122.1	1884.9	154.73

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E Load	Energy need of the user (Load)
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Grid	Energy injected into grid

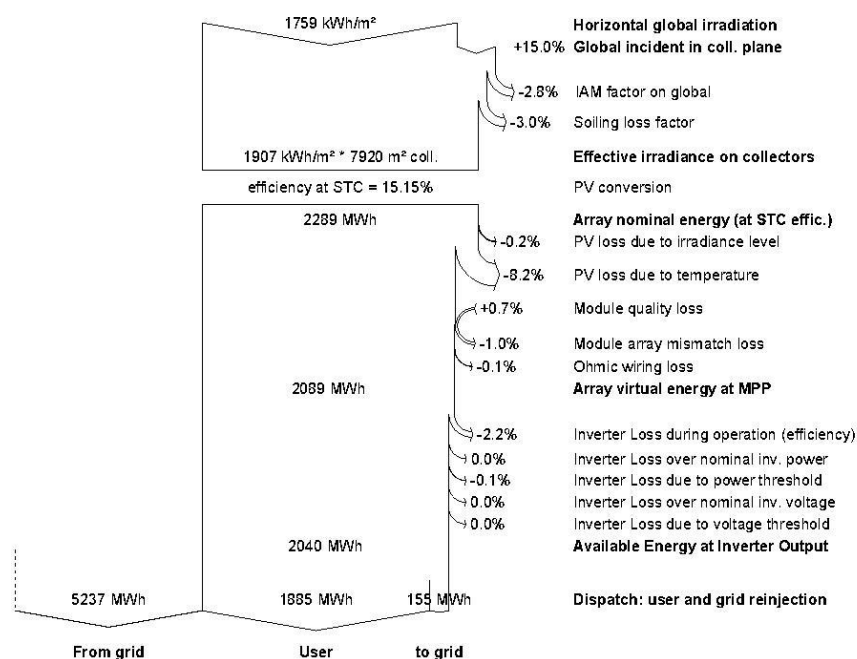
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Caparica

Simulation variant : FCT UNL 1

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	35°	azimuth 0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	4800	Pnom total 1200 kWp
Inverter	Model	Powador XP500-HV TL	Pnom 500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 1000 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	CSV FCT .csv	global 7122 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Anexo III – Avaliação para 25 anos e cash flows da FCT-UNL

Ano	Tarifa da energia				Tarifa potência em Pontas [€]	Poupança PTHPT anual atualizada (kW)	Poupança Potência em Horas de Ponta [€]	Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo[€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Super Vazio [kWh]	Poupança em Super Vazio [€]	Autoconsumo Vazio Normal [kWh]	Poupança em Vazio Normal [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade	Energia produzida pela UPAC (kWh)
	Super Vazio [€]	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]																	
1	0,0648	0,0658	0,0923	0,0999	0,2945	0,0648	67295	1884906	204871	154727	6144	0	0	400155	26330	1055352	97356	429399	42875	278310	2039633
2	0,0666	0,0677	0,0949	0,1027	0,3030	0,0666	68762	1871712	209337	153644	6322	0	0	397354	26904	1047965	99478	426393	43810	284421	2025356
3	0,0686	0,0697	0,0977	0,1057	0,3118	0,0686	70260	1858610	213900	152568	6506	0	0	394573	27491	1040629	101647	423408	44765	290666	2011178
4	0,0705	0,0717	0,1005	0,1088	0,3209	0,0705	71792	1845600	218562	151500	6694	0	0	391811	28090	1033345	103862	420445	45741	297048	1997100
5	0,0726	0,0738	0,1034	0,1119	0,3302	0,0726	73357	1832681	223326	150440	6888	0	0	389068	28702	1026111	106126	417502	46738	303571	1983120
6	0,0747	0,0759	0,1064	0,1152	0,3398	0,0747	74956	1819852	228194	149387	7088	0	0	386344	29328	1018929	108439	414579	47756	310238	1969239
7	0,0769	0,0781	0,1095	0,1185	0,3496	0,0769	76589	1807113	233168	148341	7294	0	0	383640	29967	1011796	110803	411677	48797	317051	1955454
8	0,0791	0,0804	0,1127	0,1220	0,3597	0,0791	78259	1794463	238250	147303	7505	0	0	380954	30620	1004713	113218	408795	49861	324014	1941766
9	0,0814	0,0827	0,1160	0,1255	0,3702	0,0814	79965	1781902	243443	146272	7723	0	0	378288	31288	997680	115686	405934	50948	331131	1928173
10	0,0837	0,0851	0,1193	0,1291	0,3809	0,0837	81708	1769429	248750	145248	7947	0	0	375640	31969	990697	118208	403092	52058	338404	1914676
11	0,0862	0,0876	0,1228	0,1329	0,3920	0,0862	83489	1757043	254172	144231	0	0	0	373010	32666	983762	120784	400270	53193	337660	1901273
12	0,0887	0,0901	0,1263	0,1367	0,4033	0,0887	85308	1744743	259712	143221	0	0	0	370399	33378	976875	123417	397469	54353	345020	1887965
13	0,0912	0,0927	0,1300	0,1407	0,4150	0,0912	87168	1732530	265373	142219	0	0	0	367806	34106	970037	126107	394686	55537	352541	1874749
14	0,0939	0,0954	0,1338	0,1448	0,4271	0,0939	89068	1720402	271157	141223	0	0	0	365232	34849	963247	128856	391923	56748	360225	1861626
15	0,0966	0,0982	0,1377	0,1490	0,4394	0,0966	91009	1708360	277068	140235	0	0	0	362675	35609	956504	131664	389180	57985	368077	1848594

Ano	Tarifa da energia				Tarifa potência em Pontas [€]	Poupança PTHPT anual atualizada (kW)	Poupança Potência em Horas de Ponta [€]	Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo[€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Super Vazio [kWh]	Poupança em Super Vazio [€]	Autoconsumo Vazio Normal [kWh]	Poupança em Vazio Normal [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade	Energia produzida pela UPAC (kWh)
	Super Vazio [€]	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]																	
16	0,0994	0,1010	0,1416	0,1533	0,4522	0,0994	92993	1696401	283107	139253	0	0	0	360136	36385	949809	134534	386456	59249	376100	1835654
17	0,1023	0,1040	0,1458	0,1578	0,4653	0,1023	95020	1684526	289278	138278	0	0	0	357615	37178	943160	137467	383751	60540	384298	1822804
18	0,1053	0,1070	0,1500	0,1623	0,4788	0,1053	97091	1672735	295583	137310	0	0	0	355112	37989	936558	140463	381064	61860	392674	1810045
19	0,1083	0,1101	0,1543	0,1670	0,4927	0,1083	99207	1661025	302026	136349	0	0	0	352626	38817	930002	143525	378397	63208	401233	1797374
20	0,1115	0,1133	0,1588	0,1719	0,5070	0,1115	101370	1649398	308609	135395	0	0	0	350158	39663	923492	146653	375748	64586	409979	1784793
21	0,1147	0,1166	0,1634	0,1769	0,5217	0,1147	103579	1637852	315336	134447	0	0	0	347707	40527	917028	149850	373118	65994	418915	1772299
22	0,1180	0,1199	0,1681	0,1820	0,5368	0,1180	105837	1626387	322209	133506	0	0	0	345273	41411	910608	153116	370506	67432	428046	1759893
23	0,1214	0,1234	0,1730	0,1873	0,5524	0,1214	108144	1615003	329232	132571	0	0	0	342856	42313	904234	156454	367912	68902	437377	1747574
24	0,1250	0,1270	0,1780	0,1927	0,5684	0,1250	110501	1603698	336409	131643	0	0	0	340456	43236	897905	159864	365337	70404	446910	1735341
25	0,1286	0,1307	0,1832	0,1983	0,5849	0,1286	112910	1592472	343741	130722	0	0	0	338073	44178	891619	163348	362780	71938	456651	1723194

Ano	Cash flow líquido (€)	Cash flow atualizado (€)	Cash flow atualizado acumulado (€)
0	-1323958	-1323958	-1323958
1	264870	247542	-1076416
2	270981	236685	-839730
3	277226	226299	-613431
4	283609	216364	-397068
5	290131	206860	-190208
6	296798	197769	7561
7	303611	189074	196635
8	310575	180757	377392
9	317691	172803	550195
10	324965	165195	715391
11	324221	154035	869425
12	331581	147226	1016651
13	339101	140715	1157366
14	346785	134489	1291856
15	354637	128537	1420392
16	362660	122846	1543238
17	370858	117404	1660642
18	379235	112202	1772844
19	387794	107228	1880072
20	396539	102473	1982545
21	405476	97928	2080473
22	414607	93582	2174055
23	423937	89428	2263484
24	433470	85457	2348941
25	443212	81661	2430602

Anexo IV - Análise de cenários FCT-UNL

Montante de investimento inicial considerado (€)	Percentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
1 059 166 €	Sem apoio	4 164 773	27,4	4 anos e 3 meses	3,9	0,04	2 726 251	27,4	4 anos e 7 meses	2,6	0,05	1 814 566	27,4	5 anos e 1 meses	1,7	0,07
	20% fundos perdidos	4 376 607	33,8	3 anos e 5 meses	5,2	0,03	2 938 085	33,8	3 anos e 7 meses	3,5	0,04	2 026 399	33,8	3 anos e 10 meses	2,4	0,05
	40% fundos perdidos	4 588 440	44,3	2 anos e 6 meses	7,2	0,03	3 149 918	44,3	2 anos e 8 meses	5,0	0,03	2 238 233	44,3	2 anos e 9 meses	3,5	0,04
	60% fundos perdidos	4 800 273	65,4	1 anos e 8 meses	11,3	0,02	3 361 751	65,4	1 anos e 9 meses	7,9	0,02	2 450 066	65,4	1 anos e 9 meses	5,8	0,03
	20% capitais alheios	3 963 926	25,5	4 anos e 8 meses	3,7	0,05	2 554 854	25,5	5 anos e 1 mês	2,4	0,06	1 666 380	25,5	5 anos e 7 meses	1,6	0,08
	40% capitais alheios	3 763 079	23,7	5 anos e 2 meses	3,6	0,06	2 383 457	23,7	5 anos e 8 meses	2,3	0,07	1 518 194	23,7	6 anos e 3 meses	1,4	0,09
	60% capitais alheios	3 562 232	22,0	5 anos e 8 meses	3,4	0,07	2 212 060	22,0	6 anos e 4 meses	2,1	0,08	1 370 008	22,0	7 anos e 1 mês	1,3	0,10
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	3 573 218	24,6	5 anos e 1 mês	4,2	0,07	2 252 496	24,6	5 anos e 7 meses	2,7	0,08	1 433 656	24,6	6 anos e 3 meses	1,7	0,10
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	3 985 899	34,5	3 anos e 5 meses	6,3	0,05	2 635 727	34,5	3 anos e 8 meses	4,1	0,06	1 793 675	34,5	3 anos e 11 meses	2,8	0,07
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	4 398 579	55,0	2 anos e 1 mês	10,4	0,04	3 018 957	55,0	2 anos e 2 meses	7,1	0,04	2 153 694	55,0	2 anos e 3 meses	5,1	0,05
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	4 175 760	31,3	3 anos e 9 meses	4,9	0,04	2 766 688	31,3	3 anos e 11 meses	3,3	0,05	1 878 213	31,3	4 anos e 4 meses	2,2	0,06
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	4 387 593	41,0	2 anos e 9 meses	6,9	0,04	2 978 521	41,0	2 anos e 11 meses	4,7	0,04	2 090 047	41,0	3 anos e 1 mês	3,3	0,05
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	3 974 912	29,0	4 anos e 1 mês	4,7	0,05	2 595 291	29,0	4 anos e 5 meses	3,1	0,06	1 730 028	29,0	4 anos e 9 meses	2,0	0,08
1 323 958 €	Sem apoio	3 858 616	22,0	5 anos e 5 meses	2,9	0,05	2 430 602	22,0	5 anos e 12 meses	1,8	0,07	1 525 739	22,0	6 anos e 8 meses	1,2	0,08
	20% fundos perdidos	4 123 407	27,1	4 anos e 4 meses	3,9	0,04	2 695 394	27,1	4 anos e 8 meses	2,5	0,05	1 790 531	27,1	5 anos e 1 mês	1,7	0,07
	40% fundos perdidos	4 388 199	35,6	3 anos e 3 meses	5,5	0,03	2 960 185	35,6	3 anos e 5 meses	3,7	0,04	2 055 322	35,6	3 anos e 7 meses	2,6	0,05
	60% fundos perdidos	4 652 991	52,3	2 anos e 2 meses	8,8	0,02	3 224 977	52,3	2 anos e 3 meses	6,1	0,03	2 320 114	52,3	2 anos e 4 meses	4,4	0,04
	20% capitais alheios	3 607 557	20,2	6 anos e 1 mês	2,7	0,06	2 216 356	20,2	6 anos e 9 meses	1,7	0,08	1 340 507	20,2	7 anos e 8 meses	1,0	0,10
	40% capitais alheios	3 356 498	18,5	6 anos e 10 meses	2,5	0,07	2 002 109	18,5	7 anos e 9 meses	1,5	0,09	1 155 275	18,5	8 anos e 11 meses	0,9	0,11
	60% capitais alheios	3 105 439	16,9	7 anos e 10 meses	2,3	0,08	1 787 863	16,9	8 anos e 11 meses	1,4	0,10	970 042	16,9	10 anos e 8 meses	0,7	0,12

Montante de investimento inicial considerado (€)	Porcentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	3 119 172	18,6	7 anos e 4 meses	2,9	0,08	1 838 408	18,6	8 anos e 3 meses	1,7	0,10	1 049 602	18,6	9 anos e 7 meses	1,0	0,12
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	3 635 023	26,3	4 anos e 9 meses	4,6	0,06	2 317 446	26,3	5 anos e 2 meses	2,9	0,08	1 499 625	26,3	5 anos e 8 meses	1,9	0,09
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	4 150 873	42,2	2 anos e 9 meses	7,8	0,05	2 796 484	42,2	2 anos e 10 meses	5,3	0,05	1 949 649	42,2	3 anos e 1 mês	3,7	0,06
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	3 872 348	24,8	4 anos e 10 meses	3,7	0,05	2 481 147	24,8	5 anos e 3 meses	2,3	0,07	1 605 298	24,8	5 anos e 9 meses	1,5	0,08
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	4 137 140	32,3	3 anos e 7 meses	5,2	0,04	2 745 939	32,3	3 anos e 10 meses	3,5	0,05	1 870 090	32,3	4 anos e 2 meses	2,4	0,07
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	3 621 290	22,6	5 anos e 6 meses	3,4	0,06	2 266 901	22,6	6 anos e 1 mês	2,1	0,08	1 420 066	22,6	6 anos e 9 meses	1,3	0,09
1 588 750 €	Sem apoio	3 552 458	18,3	6 anos e 7 meses	2,2	0,06	2 134 953	18,3	7 anos e 6 meses	1,3	0,08	1 236 912	18,3	8 anos e 8 meses	0,8	0,10
	20% fundos perdidos	3 870 208	22,6	5 anos e 3 meses	3,0	0,05	2 452 703	22,6	5 anos e 9 meses	1,9	0,07	1 554 662	22,6	6 anos e 5 meses	1,2	0,08
	40% fundos perdidos	4 187 958	29,7	3 anos e 11 meses	4,4	0,04	2 770 453	29,7	4 anos e 2 meses	2,9	0,05	1 872 412	29,7	4 anos e 6 meses	2,0	0,06
	60% fundos perdidos	4 505 708	43,5	2 anos e 7 meses	7,1	0,03	3 088 203	43,5	2 anos e 8 meses	4,9	0,04	2 190 162	43,5	2 anos e 10 meses	3,4	0,04
	20% capitais alheios	3 251 188	16,6	7 anos e 7 meses	2,0	0,07	1 877 857	16,6	8 anos e 8 meses	1,2	0,09	1 014 633	16,6	10 anos e 4 meses	0,6	0,11
	40% capitais alheios	2 949 917	15,0	8 anos e 9 meses	1,9	0,09	1 620 762	15,0	10 anos e 3 meses	1,0	0,11	792 355	15,0	12 anos e 8 meses	0,5	0,13
	60% capitais alheios	2 648 646	13,4	10 anos e 4 meses	1,7	0,10	1 363 666	13,4	12 anos e 5 meses	0,9	0,12	570 076	13,4	15 anos e 1 mês	0,4	0,15
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	2 665 126	14,6	9 anos e 12 meses	2,1	0,10	1 424 320	14,6	11 anos e 10 meses	1,1	0,12	665 547	14,6	13 anos e 11 meses	0,5	0,15
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	3 284 146	20,9	6 anos e 3 meses	3,4	0,08	1 999 166	20,9	6 anos e 12 meses	2,1	0,09	1 205 576	20,9	7 anos e 11 meses	1,3	0,11
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	3 903 167	33,8	3 anos e 6 meses	6,1	0,05	2 574 011	33,8	3 anos e 9 meses	4,1	0,07	1 745 605	33,8	3 anos e 12 meses	2,7	0,08
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	3 568 937	20,4	5 anos e 12 meses	2,8	0,06	2 195 607	20,4	6 anos e 8 meses	1,7	0,08	1 332 383	20,4	7 anos e 7 meses	1,0	0,10
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	3 886 687	26,6	4 anos e 6 meses	4,1	0,05	2 513 357	26,6	4 anos e 10 meses	2,6	0,07	1 650 133	26,6	5 anos e 4 meses	1,7	0,08
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	3 267 667	18,3	6 anos e 12 meses	2,6	0,08	1 938 512	18,3	7 anos e 11 meses	1,5	0,09	1 110 105	18,3	9 anos e 3 meses	0,9	0,11

*Nota: os valores do ROI têm subtraída a unidade de € investida (pelo que representam o lucro/prejuízo que se obtém por cada € investido no projeto).

Anexo V – Relatório PVsyst indústria

PVSYST V6.39						14/08/15		Page 1/3					
Grid-Connected System: Simulation parameters													
Project :		Grid-Connected Project at Gaeiras											
Geographical Site		Gaeiras				Country		Portugal					
Situation		Latitude		39.4°N		Longitude		9.1°W					
Time defined as		Legal Time		Time zone UT		Altitude		92 m					
		Albedo		0.20									
Meteo data:		Gaeiras		Synthetic - Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100%									
Simulation variant : Armazém 2													
				Simulation date		14/08/15 00h53							
Simulation parameters													
Collector Plane Orientation				Tilt		36°		Azimuth		0°			
Models used				Transposition		Perez		Diffuse		Erbs, Meteonorm			
Horizon				Free Horizon									
Near Shadings				No Shadings									
PV Array Characteristics													
PV module		Si-poly		Model		REC 250PE							
Original PVsyst database				Manufacturer		REC							
Number of PV modules		In series		17 modules		In parallel		20 strings					
Total number of PV modules		Nb. modules		340		Unit Nom. Power		250 Wp					
Array global power		Nominal (STC)		85.0 kWp		At operating cond.		76.5 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		463 V		I mpp		165 A					
Total area		Module area		561 m²		Cell area		496 m²					
Inverter													
		Model		Powador 40.0 TL3 M									
		Manufacturer		KACO new energy									
Characteristics		Operating Voltage		200-800 V		Unit Nom. Power		36.0 kWac					
Inverter pack		Nb. of inverters		6 * MPPT 33 %		Total Power		72 kWac					
PV Array loss factors													
Thermal Loss factor		Uc (const)		20.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss		Global array res.		46 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC					
Module Quality Loss						Loss Fraction		-0.8 %					
Module Mismatch Losses						Loss Fraction		1.0 % at MPP					
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.		0.05					
User's needs :													
				Ext. defined as file		CSV Armazém MT.csv							
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
46510	46121	44318	51925	46828	51788	57981	51960	57370	55548	50459	64625	625433	kWh

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Gaeiras

Simulation variant : Armazém 2

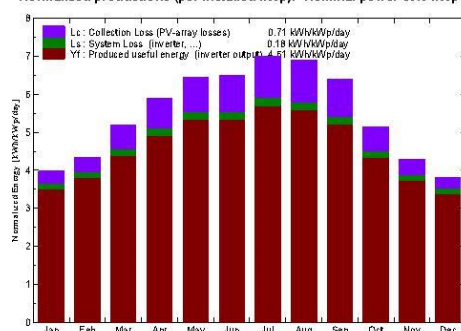
Main system parameters

PV Field Orientation	System type	Grid-Connected	azimuth	0°
PV modules	tilt	36°	Pnom	250 Wp
PV Array	Model	REC 250PE	Pnom total	85.0 kWp
Inverter	Nb. of modules	340	Pnom	36.0 kW ac
Inverter pack	Model	Powador 40.0 TL3 M	Pnom total	72.0 kW ac
User's needs	Nb. of units	2.0	global	625 MWh/year
	Ext. defined as file	CSV Armazém MT.csv		

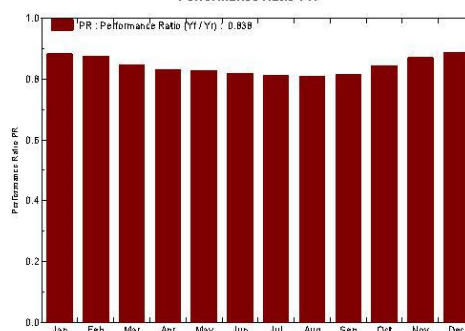
Main simulation results

System Production	Produced Energy	143.1 MWh/year	Specific prod.	1683 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	83.8 %	Solar Fraction SF	18.7 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 85.0 kWp



Performance Ratio PR



Armazém 2

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	72.3	10.75	123.2	120.4	9.62	46.51	7.31	1.940
February	83.8	11.60	121.8	118.8	9.43	46.12	8.13	0.933
March	131.1	13.82	161.0	156.9	12.04	44.32	9.10	2.467
April	165.7	14.60	177.2	172.1	13.03	51.93	9.84	2.672
May	207.5	17.30	199.7	193.4	14.63	46.83	10.99	3.077
June	213.6	20.37	195.1	188.5	14.16	51.79	11.08	2.514
July	232.1	21.63	217.3	210.3	15.61	57.98	12.46	2.556
August	205.7	22.26	214.1	208.0	15.29	51.96	11.53	3.191
September	159.8	20.42	192.1	187.3	13.80	57.37	10.95	2.349
October	112.8	18.00	159.7	155.9	11.91	55.55	9.48	1.983
November	76.9	13.39	128.9	125.9	9.92	50.46	8.20	1.348
December	62.7	11.33	118.3	115.5	9.29	64.63	8.08	0.844
Year	1724.1	16.32	2008.6	1952.9	148.72	625.43	117.18	25.873

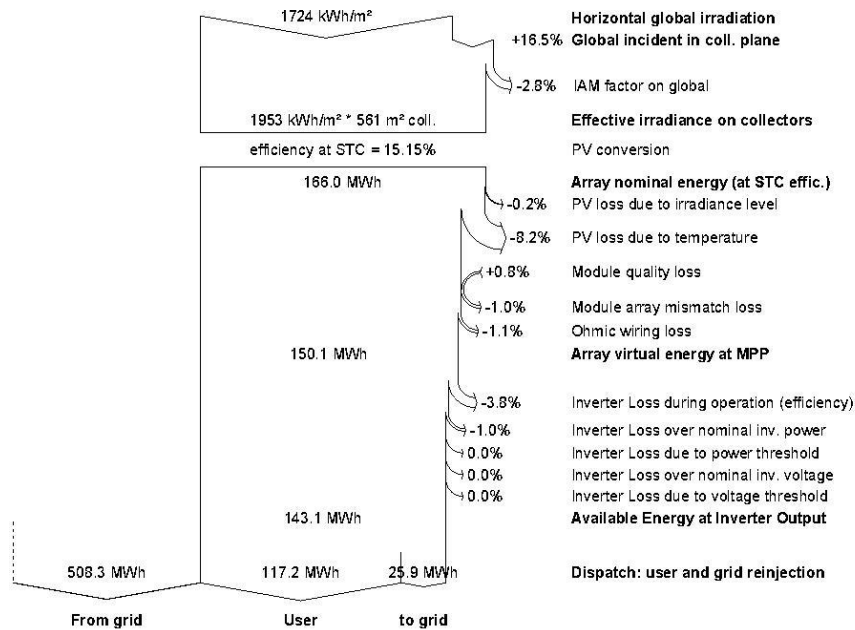
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E Load	Energy need of the user (Load)
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Grid	Energy injected into grid

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Gaeiras
Simulation variant : Armazém 2

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	36°	azimuth 0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	340	Pnom total 85.0 kWp
Inverter	Model	Powador 40.0 TL3 M	Pnom 36.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 72.0 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	CSV Armazém MT.csv	global 625 MWh/year

Loss diagram over the whole year



PVsynt Evaluation mode

Anexo VI – Avaliação para 25 anos e *cash flows* da indústria

Ano	Tarifa da energia				Tarifa potência em Pontas [€]	Poupança PTHPT anual atualizada (kW)	Poupança Potência em Horas de Ponta [€]	Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo [€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Super Vazio [kWh]	Poupança em Super Vazio [€]	Autoconsumo Vazio Normal [kWh]	Poupança em Vazio Normal [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade	Energia produzida pela UPAC (kWh)
	Super Vazio [€]	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]																	
1	0,0766	0,0777	0,1029	0,1103	0,2850	401	4355	117177	14490	25873	994	1	0	19493	1515	68709	7070	28974	3196	19839	143050
2	0,0788	0,0800	0,1059	0,1135	0,2933	398	4450	116357	14806	25692	1023	1	0	19356	1548	68228	7224	28771	3266	20279	142049
3	0,0811	0,0823	0,1090	0,1168	0,3018	395	4547	115542	15129	25512	1052	1	0	19221	1581	67750	7382	28570	3337	20728	141055
4	0,0835	0,0847	0,1121	0,1202	0,3105	392	4646	114734	15459	25334	1083	1	0	19086	1616	67276	7543	28370	3409	21187	140067
5	0,0859	0,0871	0,1154	0,1237	0,3195	390	4747	113931	15796	25156	1114	1	0	18953	1651	66805	7707	28171	3484	21657	139087
6	0,0884	0,0896	0,1187	0,1272	0,3288	387	4851	113133	16140	24980	1147	1	0	18820	1687	66338	7875	27974	3560	22137	138113
7	0,0909	0,0922	0,1222	0,1309	0,3383	384	4956	112341	16492	24805	1180	1	0	18688	1724	65873	8047	27778	3637	22628	137146
8	0,0936	0,0949	0,1257	0,1347	0,3481	382	5064	111555	16851	24632	1214	1	0	18558	1761	65412	8222	27584	3717	23129	136186
9	0,0963	0,0977	0,1293	0,1386	0,3582	379	5175	110774	17218	24459	1249	1	0	18428	1800	64954	8401	27391	3798	23642	135233
10	0,0991	0,1005	0,1331	0,1427	0,3686	376	5288	109998	17594	24288	1285	1	0	18299	1839	64500	8584	27199	3880	24167	134286
11	0,1019	0,1034	0,1370	0,1468	0,3793	374	5403	109228	17977	0	0	1	0	18171	1879	64048	8772	27009	3965	23380	133346
12	0,1049	0,1064	0,1409	0,1511	0,3903	371	5521	108464	18369	0	0	1	0	18043	1920	63600	8963	26820	4051	23890	132413
13	0,1079	0,1095	0,1450	0,1554	0,4016	368	5641	107705	18769	0	0	1	0	17917	1962	63154	9158	26632	4140	24410	131486
14	0,1111	0,1127	0,1492	0,1599	0,4133	366	5764	106951	19179	0	0	1	0	17792	2005	62712	9358	26446	4230	24942	130566

Ano	Tarifa da energia				Tarifa potência em Pontas [€]	Poupança PTHPT anual atualizada (kW)	Poupança Potência em Horas de Ponta [€]	Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo[€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Super Vazio [kWh]	Poupança em Super Vazio [€]	Autoconsumo Vazio Normal [kWh]	Poupança em Vazio Normal [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade	Energia produzida pela UPAC (kWh)
	Super Vazio [€]	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]																	
15	0,1143	0,1159	0,1535	0,1646	0,4253	363	5890	106202	19597	0	0	1	0	17667	2048	62273	9562	26260	4322	25486	129652
16	0,1176	0,1193	0,1580	0,1694	0,4376	361	6018	105459	20024	0	0	1	0	17543	2093	61838	9770	26077	4416	26042	128744
17	0,1210	0,1228	0,1626	0,1743	0,4503	358	6149	104720	20460	0	0	1	0	17421	2139	61405	9983	25894	4513	26609	127843
18	0,1245	0,1263	0,1673	0,1793	0,4634	356	6283	103987	20906	0	0	1	0	17299	2185	60975	10201	25713	4611	27189	126948
19	0,1281	0,1300	0,1721	0,1845	0,4768	353	6420	103259	21362	0	0	1	0	17178	2233	60548	10423	25533	4711	27782	126059
20	0,1319	0,1338	0,1771	0,1899	0,4906	351	6560	102537	21827	0	0	1	0	17057	2282	60124	10650	25354	4814	28388	125177
21	0,1357	0,1376	0,1823	0,1954	0,5049	348	6703	101819	22303	0	0	1	0	16938	2331	59703	10882	25177	4919	29006	124301
22	0,1396	0,1416	0,1876	0,2010	0,5195	346	6849	101106	22789	0	0	1	0	16819	2382	59285	11120	25000	5026	29639	123431
23	0,1437	0,1457	0,1930	0,2069	0,5346	343	6998	100398	23286	0	0	1	0	16702	2434	58870	11362	24825	5136	30285	122567
24	0,1478	0,1500	0,1986	0,2129	0,5501	341	7151	99696	23794	0	0	1	0	16585	2487	58458	11610	24652	5248	30945	121709
25	0,1521	0,1543	0,2044	0,2191	0,5660	339	7307	98998	24312	0	0	1	0	16469	2541	58049	11863	24479	5362	31619	120857

Ano	Cash flow líquido (€)	Cash flow atualizado (€)	Cash flow atualizado acumulado (€)
0	-129191	-129191	-129191
1	18347	17147	-112045
2	18787	16409	-95636
3	19236	15702	-79933
4	19695	15026	-64908
5	20165	14377	-50530
6	20645	13757	-36774
7	21136	13162	-23611
8	21638	12593	-11018
9	22150	12048	1030
10	22675	11527	12557
11	21888	10399	22956
12	22398	9945	32901
13	22918	9510	42411
14	23451	9095	51506
15	23994	8697	60202
16	24550	8316	68518
17	25117	7952	76470
18	25697	7603	84073
19	26290	7269	91342
20	26896	6950	98292
21	27514	6645	104937
22	28147	6353	111290
23	28793	6074	117364
24	29453	5807	123171
25	30127	5551	128722

Anexo VII – Análise de cenários indústria

Montante de investimento inicial considerado (€)	Percentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
1 059 166 €	Sem apoio	255 975	19,8	6 anos e 1 mês	2,5	0,06	157 571	19,8	6 anos e 9 meses	1,5	0,08	95 112	19,8	7 anos e 8 meses	0,9	0,10
	20% fundos perdidos	276 646	24,5	4 anos e 10 meses	3,3	0,05	178 242	24,5	5 anos e 3 meses	2,2	0,07	115 782	24,5	5 anos e 9 meses	1,4	0,08
	40% fundos perdidos	297 316	32,2	3 anos e 7 meses	4,8	0,04	198 912	32,2	3 anos e 10 meses	3,2	0,05	136 453	32,2	4 anos e 1 mês	2,2	0,06
	60% fundos perdidos	317 987	47,3	2 anos e 4 meses	7,7	0,03	219 583	47,3	2 anos e 6 meses	5,3	0,04	157 123	47,3	2 anos e 7 meses	3,8	0,05
	20% capitais alheios	236 376	18,1	6 anos e 10 meses	2,3	0,08	140 846	18,1	7 anos e 9 meses	1,4	0,09	80 652	18,1	8 anos e 11 meses	0,8	0,11
	40% capitais alheios	216 778	16,4	7 anos e 10 meses	2,1	0,09	124 121	16,4	8 anos e 12 meses	1,2	0,11	66 192	16,4	10 anos e 8 meses	0,6	0,13
	60% capitais alheios	197 179	14,8	9 anos e 1 mês	1,9	0,10	107 396	14,8	10 anos e 7 meses	1,0	0,12	51 732	14,8	13 anos e 1 mês	0,5	0,15
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	198 251	16,2	8 anos e 7 meses	2,4	0,10	111 342	16,2	9 anos e 11 meses	1,3	0,12	57 942	16,2	12 anos e 2 meses	0,7	0,14
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	238 520	23,1	5 anos e 6 meses	3,8	0,08	148 738	23,1	6 anos e 1 mês	2,4	0,09	93 073	23,1	6 anos e 9 meses	1,5	0,11
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	278 790	37,3	3 anos e 2 meses	6,7	0,06	186 133	37,3	3 anos e 4 meses	4,5	0,07	128 203	37,3	3 anos e 6 meses	3,1	0,08
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	257 047	22,2	5 anos e 5 meses	3,1	0,07	161 517	22,2	5 anos e 12 meses	2,0	0,08	101 322	22,2	6 anos e 8 meses	1,2	0,10
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	277 718	29,0	4 anos e 1 mês	4,5	0,05	182 187	29,0	4 anos e 5 meses	2,9	0,07	121 993	29,0	4 anos e 9 meses	2,0	0,08
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	237 448	20,1	6 anos e 3 meses	2,9	0,08	144 792	20,1	6 anos e 12 meses	1,8	0,09	86 862	20,1	7 anos e 11 meses	1,1	0,11
1 323 958 €	Sem apoio	226 100	15,7	7 anos e 9 meses	1,8	0,08	128 722	15,7	8 anos e 11 meses	1,0	0,09	66 928	15,7	10 anos e 9 meses	0,5	0,12
	20% fundos perdidos	251 938	19,6	6 anos e 2 meses	2,4	0,07	154 560	19,6	6 anos e 10 meses	1,5	0,08	92 766	19,6	7 anos e 10 meses	0,9	0,10
	40% fundos perdidos	277 777	25,7	4 anos e 7 meses	3,6	0,05	180 398	25,7	4 anos e 11 meses	2,3	0,06	118 604	25,7	5 anos e 5 meses	1,5	0,08
	60% fundos perdidos	303 615	37,8	2 anos e 12 meses	5,9	0,04	206 236	37,8	3 anos e 2 meses	4,0	0,05	144 443	37,8	3 anos e 5 meses	2,8	0,06
	20% capitais alheios	201 602	14,0	8 anos e 12 meses	1,6	0,10	107 816	14,0	10 anos e 8 meses	0,8	0,12	48 853	14,0	13 anos e 5 meses	0,4	0,14
	40% capitais alheios	177 104	12,4	10 anos e 8 meses	1,4	0,11	86 909	12,4	13 anos e 2 meses	0,7	0,14	30 778	12,4	16 anos e 8 meses	0,2	0,16
	60% capitais alheios	152 606	11,0	13 anos e 1 mês	1,2	0,13	66 003	11,0	15 anos e 4 meses	0,5	0,15	12 703	11,0	20 anos e 11 meses	0,1	0,18

Montante de investimento inicial considerado (€)	Porcentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	153 946	11,8	13 anos e 1 mês	1,5	0,13	70 936	11,8	14 anos e 9 meses	0,7	0,15	20 467	11,8	18 anos e 11 meses	0,2	0,18
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	204 282	17,3	7 anos e 11 meses	2,6	0,10	117 680	17,3	9 anos e 1 mês	1,5	0,12	64 380	17,3	10 anos e 8 meses	0,8	0,14
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	254 619	28,3	4 anos e 4 meses	4,9	0,07	164 424	28,3	4 anos e 8 meses	3,2	0,08	108 293	28,3	5 anos e 1 mês	2,1	0,10
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	227 440	17,4	7 anos e 2 meses	2,2	0,08	133 654	17,4	8 anos e 2 meses	1,3	0,10	74 691	17,4	9 anos e 7 meses	0,7	0,12
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	253 278	22,7	5 anos e 4 meses	3,3	0,07	159 492	22,7	5 anos e 11 meses	2,1	0,08	100 530	22,7	6 anos e 7 meses	1,3	0,10
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	202 942	15,4	8 anos e 7 meses	2,0	0,10	112 748	15,4	9 anos e 11 meses	1,1	0,12	56 616	15,4	12 anos e 3 meses	0,5	0,14
1 588 750 €	Sem apoio	196 225	12,8	9 anos e 6 meses	1,3	0,10	99 872	12,8	11 anos e 6 meses	0,6	0,12	38 744	12,8	15 anos e 1 mês	0,2	0,15
	20% fundos perdidos	227 231	16,2	7 anos e 6 meses	1,8	0,08	130 878	16,2	8 anos e 8 meses	1,1	0,10	69 750	16,2	10 anos e 4 meses	0,6	0,12
	40% fundos perdidos	258 237	21,4	5 anos e 7 meses	2,8	0,06	161 884	21,4	6 anos e 2 meses	1,7	0,08	100 756	21,4	6 anos e 11 meses	1,1	0,09
	60% fundos perdidos	289 243	31,4	3 anos e 8 meses	4,7	0,05	192 890	31,4	3 anos e 11 meses	3,1	0,06	131 762	31,4	4 anos e 3 meses	2,1	0,07
	20% capitais alheios	166 828	11,2	11 anos e 7 meses	1,1	0,11	74 785	11,2	14 anos e 3 meses	0,5	0,14	17 054	11,2	19 anos e 9 meses	0,1	0,17
	40% capitais alheios	137 430	9,7	13 anos e 9 meses	0,9	0,13	49 698	9,7	17 anos e 4 meses	0,3	0,16	-4 635	9,7	26 anos e 9 meses	0,0	0,19
	60% capitais alheios	108 032	8,3	15 anos e 12 meses	0,7	0,15	24 610	8,3	20 anos e 10 meses	0,2	0,18	-26 325	8,3	34 anos e 7 meses	-0,2	0,22
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	109 640	8,8	15 anos e 11 meses	0,9	0,15	30 529	8,8	19 anos e 11 meses	0,2	0,18	-17 009	8,8	31 anos e 3 meses	-0,1	0,22
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	170 044	13,4	10 anos e 11 meses	1,8	0,12	86 622	13,4	13 anos e 4 meses	0,9	0,14	35 687	13,4	15 anos e 8 meses	0,4	0,17
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	230 447	22,4	5 anos e 9 meses	3,7	0,08	142 715	22,4	6 anos e 4 meses	2,3	0,10	88 382	22,4	7 anos e 1 mês	1,4	0,11
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	197 834	14,1	9 anos e 1 mês	1,6	0,10	105 791	14,1	10 anos e 9 meses	0,9	0,12	48 060	14,1	13 anos e 6 meses	0,4	0,14
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	228 839	18,5	6 anos e 9 meses	2,5	0,08	136 797	18,5	7 anos e 8 meses	1,5	0,10	79 066	18,5	8 anos e 10 meses	0,9	0,12
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	168 436	12,1	11 anos e 4 meses	1,4	0,12	80 704	12,1	13 anos e 7 meses	0,7	0,14	26 370	12,1	17 anos e 6 meses	0,2	0,17

*Nota: os valores do ROI têm subtraída a unidade de € investida (pelo que representam o lucro/prejuízo que se obtém por cada € investido no projeto).

PV/syst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Castelo Branco

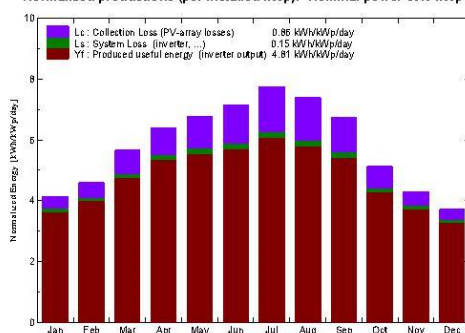
Simulation variant : Instituição social 2

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	35°
PV modules	Model	REC 250PE
PV Array	Nb. of modules	120
Inverter	Model	Powador 14.0 TL3
Inverter pack	Nb. of units	2.0
User's needs	Ext. defined as file	CSV Instituição de solidariedade social
	azimuth	0°
	Pnom	250 Wp
	Pnom total	30.0 kWp
	Pnom	12.50 kW ac
	Pnom total	25.00 kW ac
	Global	21.44 MWh/year

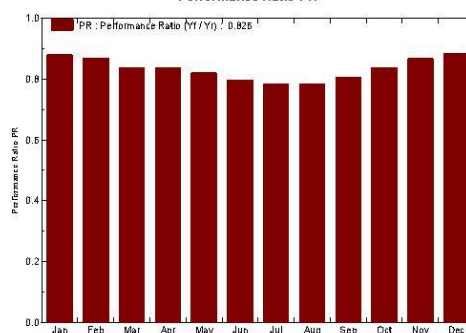
Main simulation results

System Production	Produced Energy	52.66 MWh/year	Specific prod.	1755 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	82.6 %	Solar Fraction SF	23.9 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 30.0 kWp



Performance Ratio PR



Instituição social 2 Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	72.2	7.85	128.5	121.7	3.493	19.96	3.391	0
February	87.3	9.40	128.9	122.1	3.464	18.02	3.361	0
March	139.1	12.06	175.7	166.2	4.559	20.09	4.420	0
April	177.1	13.15	192.1	181.2	4.973	15.27	4.822	0
May	216.5	17.25	209.8	197.0	5.333	19.77	5.168	0
June	233.9	22.19	215.0	201.9	5.311	20.05	5.142	0
July	255.2	24.00	240.2	225.9	5.839	17.24	5.652	0
August	220.1	24.49	229.1	216.1	5.573	15.38	5.395	0
September	164.9	21.07	202.2	191.4	5.046	17.75	4.888	0
October	112.3	16.34	159.0	150.5	4.122	17.94	3.996	0
November	77.0	10.81	129.0	122.1	3.464	18.88	3.362	0
December	61.7	8.36	115.4	109.1	3.152	20.20	3.060	0
Year	1817.2	15.62	2124.9	2005.2	54.328	220.54	52.657	0

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E Load Energy need of the user (Load)
E User Energy supplied to the user
E_Grid Energy injected into grid

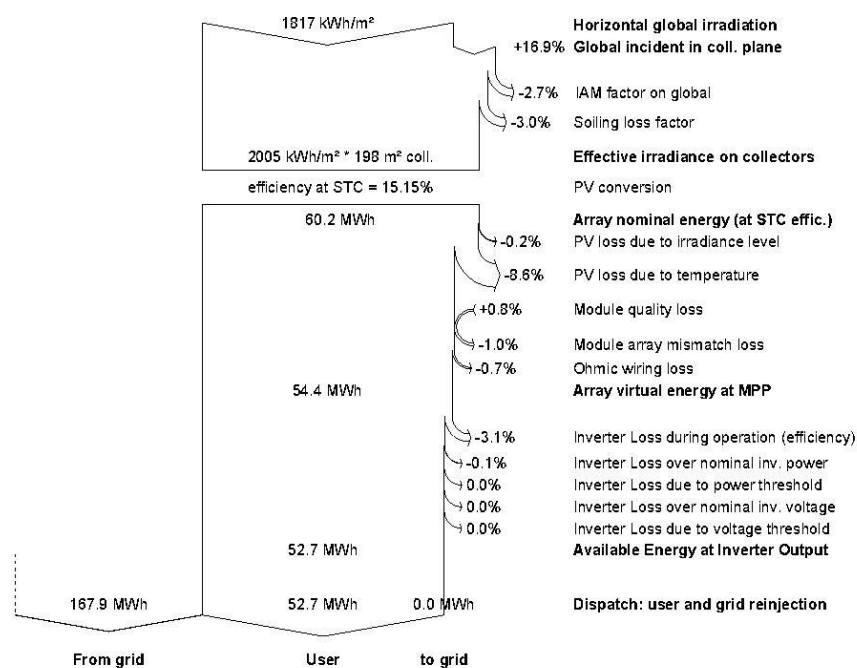
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Castelo Branco

Simulation variant : Instituição social 2

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	35°	azimuth 0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total 30.0 kWp
Inverter	Model	Powador 14.0 TL3	Pnom 12.50 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 25.00 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	CSV Instituição de solidariedade social	21.4 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Anexo IX – Avaliação para 25 anos e *cash flows* da instituição

Ano	Tarifa da energia				Tarifa potência em Pontas [€]	Poupança PTHPT anual atualizada (kW)	Poupança Potência em Horas de Ponta [€]	Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo [€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Super Vazio [kWh]	Poupança em Super Vazio [€]	Autoconsumo Vazio Normal [kWh]	Poupança em Vazio Normal [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade	Energia produzida pela UPAC (kWh)
	Super Vazio [€]	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]																	
1	0,0801	0,0832	0,1094	0,1170	0,6384	159	3877	52657	6784	0	0	11	1	12658	1053	28595	3128	11392	1333	10661	52657
2	0,0824	0,0856	0,1126	0,1204	0,6569	158	3962	52289	6932	0	0	11	1	12570	1076	28395	3197	11313	1362	10893	52289
3	0,0848	0,0881	0,1158	0,1239	0,6760	157	4048	51923	7083	0	0	11	1	12482	1100	28196	3266	11233	1392	11131	51923
4	0,0873	0,0907	0,1192	0,1275	0,6956	156	4136	51559	7237	0	0	11	1	12394	1124	27999	3337	11155	1422	11374	51559
5	0,0898	0,0933	0,1227	0,1312	0,7157	155	4226	51198	7395	0	0	11	1	12308	1148	27803	3410	11077	1453	11621	51198
6	0,0924	0,0960	0,1262	0,1350	0,7365	154	4319	50840	7556	0	0	11	1	12221	1173	27608	3484	10999	1485	11875	50840
7	0,0951	0,0988	0,1299	0,1389	0,7579	153	4413	50484	7721	0	0	11	1	12136	1199	27415	3560	10922	1517	12134	50484
8	0,0978	0,1016	0,1336	0,1429	0,7798	152	4509	50131	7889	0	0	11	1	12051	1225	27223	3638	10846	1550	12398	50131
9	0,1007	0,1046	0,1375	0,1471	0,8024	151	4607	49780	8061	0	0	11	1	11967	1251	27033	3717	10770	1584	12668	49780
10	0,1036	0,1076	0,1415	0,1513	0,8257	150	4708	49431	8237	0	0	11	1	11883	1279	26844	3798	10694	1618	12944	49431
11	0,1066	0,1107	0,1456	0,1557	0,8497	148	4810	49085	8416	0	0	11	1	11800	1307	26656	3881	10620	1654	13227	49085
12	0,1097	0,1139	0,1498	0,1602	0,8743	147	4915	48742	8600	0	0	10	1	11717	1335	26469	3966	10545	1690	13515	48742
13	0,1129	0,1172	0,1542	0,1649	0,8997	146	5022	48401	8787	0	0	10	1	11635	1364	26284	4052	10471	1727	13809	48401
14	0,1162	0,1206	0,1586	0,1697	0,9257	145	5132	48062	8979	0	0	10	1	11554	1394	26100	4141	10398	1764	14110	48062

Ano	Tarifa da energia				Tarifa potência em Pontas [€]	Poupança PTHPT anual atualizada (kW)	Poupança Potência em Horas de Ponta [€]	Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo[€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Super Vazio [kWh]	Poupança em Super Vazio [€]	Autoconsumo Vazio Normal [kWh]	Poupança em Vazio Normal [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade	Energia produzida pela UPAC (kWh)
	Super Vazio [€]	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]																	
15	0,1195	0,1241	0,1632	0,1746	0,9526	144	5244	47725	9174	0	0	10	1	11473	1424	25917	4231	10325	1803	14418	47725
16	0,1230	0,1277	0,1680	0,1796	0,9802	143	5358	47391	9374	0	0	10	1	11392	1455	25736	4323	10253	1842	14732	47391
17	0,1266	0,1315	0,1728	0,1849	1,0086	142	5475	47059	9579	0	0	10	1	11313	1487	25555	4417	10181	1882	15053	47059
18	0,1302	0,1353	0,1779	0,1902	1,0379	141	5594	46730	9788	0	0	10	1	11233	1519	25377	4513	10110	1923	15382	46730
19	0,1340	0,1392	0,1830	0,1957	1,0680	140	5716	46403	10001	0	0	10	1	11155	1553	25199	4612	10039	1965	15717	46403
20	0,1379	0,1432	0,1883	0,2014	1,0990	139	5840	46078	10219	0	0	10	1	11077	1586	25023	4712	9969	2008	16059	46078
21	0,1419	0,1474	0,1938	0,2072	1,1308	138	5968	45756	10442	0	0	10	1	10999	1621	24847	4815	9899	2052	16409	45756
22	0,1460	0,1517	0,1994	0,2133	1,1636	137	6098	45435	10669	0	0	10	1	10922	1656	24673	4920	9830	2096	16767	45435
23	0,1502	0,1560	0,2052	0,2194	1,1974	136	6231	45117	10902	0	0	10	1	10846	1692	24501	5027	9761	2142	17133	45117
24	0,1546	0,1606	0,2111	0,2258	1,2321	136	6367	44801	11139	0	0	10	1	10770	1729	24329	5137	9693	2189	17506	44801
25	0,1591	0,1652	0,2173	0,2324	1,2678	135	6505	44488	11382	0	0	10	2	10694	1767	24159	5249	9625	2236	17888	44488

Ano	Cash flow líquido (€)	Cash flow atualizado (€)	Cash flow atualizado acumulado (€)
0	-51721	-51721	-51721
1	9944	9293	-42427
2	10176	8888	-33539
3	10414	8501	-25038
4	10656	8130	-16909
5	10904	7775	-9134
6	11158	7435	-1699
7	11416	7110	5410
8	11681	6798	12209
9	11951	6501	18709
10	12227	6216	24925
11	12509	5943	30868
12	12798	5682	36550
13	13092	5433	41983
14	13393	5194	47177
15	13701	4966	52143
16	14015	4747	56890
17	14336	4538	61429
18	14664	4339	65767
19	15000	4148	69915
20	15342	3965	73880
21	15692	3790	77670
22	16050	3623	81292
23	16415	3463	84755
24	16789	3310	88065
25	17170	3164	91228

Anexo X – Análise de cenários instituição social

Montante de investimento inicial considerado (€)	Percentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
1 059 166 €	Sem apoio	158 060	26,5	4 anos e 5 meses	3,8	0,07	102 778	26,5	4 anos e 10 meses	2,5	0,08	67 807	26,5	5 anos e 3 meses	1,6	0,10
	20% fundos perdidos	166 335	32,6	3 anos e 6 meses	5,0	0,06	111 053	32,6	3 anos e 9 meses	3,4	0,07	76 082	32,6	4 anos e 1 mês	2,3	0,09
	40% fundos perdidos	174 611	42,8	2 anos e 8 meses	7,0	0,04	119 329	42,8	2 anos e 9 meses	4,8	0,06	84 357	42,8	2 anos e 11 meses	3,4	0,07
	60% fundos perdidos	182 886	63,0	1 anos e 9 meses	11,1	0,03	127 604	63,0	1 anos e 10 meses	7,7	0,04	92 633	63,0	1 anos e 10 meses	5,6	0,05
	20% capitais alheios	150 214	24,6	4 anos e 10 meses	3,6	0,08	96 082	24,6	5 anos e 4 meses	2,3	0,10	62 018	24,6	5 anos e 10 meses	1,5	0,12
	40% capitais alheios	142 368	22,9	5 anos e 5 meses	3,4	0,09	89 387	22,9	5 anos e 11 meses	2,2	0,11	56 229	22,9	6 anos e 7 meses	1,4	0,14
	60% capitais alheios	134 522	21,2	5 anos e 12 meses	3,3	0,10	82 691	21,2	6 anos e 8 meses	2,0	0,13	50 440	21,2	7 anos e 7 meses	1,2	0,15
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	134 951	23,6	5 anos e 5 meses	4,1	0,11	84 271	23,6	5 anos e 11 meses	2,5	0,13	52 926	23,6	6 anos e 8 meses	1,6	0,15
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	151 072	33,1	3 anos e 7 meses	6,1	0,08	99 242	33,1	3 anos e 10 meses	4,0	0,10	66 991	33,1	4 anos e 2 meses	2,7	0,12
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	167 194	52,6	2 anos e 2 meses	10,1	0,06	114 213	52,6	2 anos e 3 meses	6,9	0,07	81 055	52,6	2 anos e 4 meses	4,9	0,08
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	158 489	30,2	3 anos e 11 meses	4,8	0,07	104 358	30,2	4 anos e 2 meses	3,2	0,08	70 293	30,2	4 anos e 6 meses	2,1	0,10
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	166 764	39,4	2 anos e 11 meses	6,7	0,06	112 633	39,4	3 anos e 1 mês	4,5	0,07	78 568	39,4	3 anos e 3 meses	3,2	0,08
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	150 643	27,9	4 anos e 4 meses	4,6	0,08	97 662	27,9	4 anos e 8 meses	3,0	0,10	64 504	27,9	5 anos e 1 mês	1,9	0,12
1 323 958 €	Sem apoio	146 100	21,3	5 anos e 8 meses	2,8	0,08	91 228	21,3	6 anos e 3 meses	1,8	0,10	56 524	21,3	7 anos e 1 mês	1,1	0,13
	20% fundos perdidos	156 444	26,2	4 anos e 6 meses	3,8	0,07	101 573	26,2	4 anos e 10 meses	2,5	0,09	66 868	26,2	5 anos e 4 meses	1,6	0,11
	40% fundos perdidos	166 788	34,3	3 anos e 4 meses	5,4	0,06	111 917	34,3	3 anos e 7 meses	3,6	0,07	77 212	34,3	3 anos e 9 meses	2,5	0,08
	60% fundos perdidos	177 132	50,4	2 anos e 3 meses	8,6	0,04	122 261	50,4	2 anos e 4 meses	5,9	0,05	87 556	50,4	2 anos e 5 meses	4,2	0,06
	20% capitais alheios	136 292	19,5	6 anos e 4 meses	2,6	0,10	82 859	19,5	7 anos e 2 meses	1,6	0,12	37 923	19,5	10 anos e 5 meses	0,9	0,19
	40% capitais alheios	126 485	17,9	7 anos e 2 meses	2,4	0,11	74 489	17,9	8 anos e 2 meses	1,4	0,14	42 051	17,9	9 anos e 7 meses	0,8	0,17
	60% capitais alheios	116 677	16,3	8 anos e 3 meses	2,3	0,13	66 120	16,3	9 anos e 7 meses	1,3	0,16	34 815	16,3	11 anos e 6 meses	0,7	0,19

Montante de investimento inicial considerado (€)	Porcentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	117 213	17,8	7 anos e 9 meses	2,8	0,13	68 094	17,8	8 anos e 10 meses	1,6	0,16	37 923	17,8	10 anos e 5 meses	0,9	0,19
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	137 365	25,2	4 anos e 12 meses	4,4	0,10	86 808	25,2	5 anos e 6 meses	2,8	0,12	55 503	25,2	6 anos e 1 mês	1,8	0,14
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	157 517	40,4	2 anos e 11 meses	7,6	0,07	105 522	40,4	3 anos e 1 mês	5,1	0,09	73 084	40,4	3 anos e 3 meses	3,5	0,10
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	146 636	24,0	5 anos e 1 mês	3,5	0,08	93 203	24,0	5 anos e 6 meses	2,3	0,10	59 632	24,0	6 anos e 2 meses	1,4	0,13
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	156 981	31,1	3 anos e 9 meses	5,1	0,07	103 547	31,1	4 anos e 1 mês	3,3	0,09	69 976	31,1	4 anos e 4 meses	2,3	0,10
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	136 829	21,8	5 anos e 9 meses	3,3	0,10	84 833	21,8	6 anos e 4 meses	2,1	0,12	52 395	21,8	7 anos e 2 meses	1,3	0,15
1 588 750 €	Sem apoio	134 140	17,7	6 anos e 11 meses	2,2	0,10	79 679	17,7	7 anos e 10 meses	1,3	0,12	45 241	17,7	9 anos e 2 meses	0,7	0,15
	20% fundos perdidos	146 553	21,9	5 anos e 6 meses	3,0	0,08	92 092	21,9	6 anos e 1 mês	1,9	0,10	57 653	21,9	6 anos e 9 meses	1,2	0,13
	40% fundos perdidos	158 966	28,7	4 anos e 1 mês	4,3	0,07	104 505	28,7	4 anos e 5 meses	2,8	0,08	70 066	28,7	4 anos e 9 meses	1,9	0,10
	60% fundos perdidos	171 379	42,0	2 anos e 8 meses	6,9	0,05	116 918	42,0	2 anos e 10 meses	4,7	0,06	82 479	42,0	2 anos e 11 meses	3,3	0,07
	20% capitais alheios	122 371	16,0	7 anos e 11 meses	2,0	0,12	69 635	16,0	9 anos e 2 meses	1,1	0,15	36 557	16,0	10 anos e 12 meses	0,6	0,18
	40% capitais alheios	110 601	14,4	9 anos e 3 meses	1,8	0,13	59 592	14,4	10 anos e 11 meses	1,0	0,17	27 874	14,4	13 anos e 4 meses	0,4	0,20
	60% capitais alheios	98 832	12,9	10 anos e 11 meses	1,6	0,15	49 548	12,9	13 anos e 2 meses	0,8	0,19	19 190	12,9	16 anos e 1 mês	0,3	0,23
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	99 476	14,0	10 anos e 8 meses	2,0	0,16	51 918	14,0	12 anos e 8 meses	1,0	0,19	22 920	14,0	14 anos e 10 meses	0,5	0,22
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	123 658	20,0	6 anos e 8 meses	3,3	0,12	74 374	20,0	7 anos e 6 meses	2,0	0,15	44 016	20,0	8 anos e 7 meses	1,2	0,17
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	147 840	32,3	3 anos e 9 meses	6,0	0,09	96 831	32,3	3 anos e 11 meses	3,9	0,10	65 113	32,3	4 anos e 3 meses	2,6	0,12
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	134 784	19,7	6 anos e 4 meses	2,7	0,10	82 048	19,7	7 anos e 1 mês	1,7	0,12	48 970	19,7	8 anos e 1 mês	1,0	0,15
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	147 197	25,6	4 anos e 8 meses	4,0	0,08	94 461	25,6	5 anos e 2 meses	2,5	0,10	61 383	25,6	5 anos e 8 meses	1,6	0,12
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	123 014	17,7	7 anos e 5 meses	2,5	0,12	72 005	17,7	8 anos e 5 meses	1,5	0,15	40 287	17,7	9 anos e 10 meses	0,8	0,17

*Nota: os valores do ROI têm subtraída a unidade de € investida (pelo que representam o lucro/prejuízo que se obtém por cada € investido no projeto).

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Ramada

Simulation variant : Comércio 3

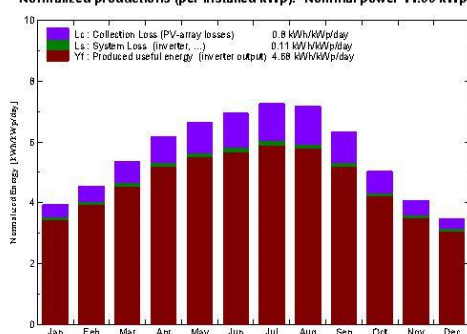
Main system parameters

PV Field Orientation	System type	Grid-Connected	azimuth	0°
PV modules	tilt	35°	Pnom	250 Wp
PV Array	Model	REC 250PE	Pnom total	11.00 kWp
Inverter	Nb. of modules	44	Pnom	9.00 kW ac
User's needs	Model	blueplanet 9.0 TL3	global	35.3 MWh/year
	Ext. defined as file	CSV Comercio.csv		

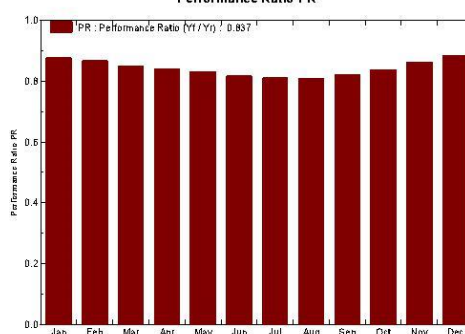
Main simulation results

System Production	Produced Energy	18.79 MWh/year	Specific prod.	1708 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	83.7 %	Solar Fraction SF	42.6 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power **11.00 kWp**



Performance Ratio PR



Comércio 3

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	72.0	10.86	122.3	115.8	1.208	3.055	0.950	0.231
February	87.4	11.81	127.6	120.7	1.248	2.704	1.050	0.189
March	136.2	13.84	166.2	157.0	1.592	2.912	1.217	0.338
April	172.4	14.60	185.7	175.0	1.758	2.938	1.398	0.319
May	214.4	17.42	205.7	193.2	1.928	3.005	1.449	0.433
June	228.7	20.58	208.6	195.7	1.923	2.845	1.452	0.425
July	240.2	21.92	225.2	211.7	2.059	3.055	1.628	0.382
August	215.2	22.69	222.2	209.5	2.024	2.912	1.515	0.461
September	159.7	20.83	189.9	179.6	1.756	2.938	1.355	0.380
October	114.3	18.27	156.4	148.1	1.478	3.055	1.253	0.189
November	74.1	13.79	122.3	115.8	1.189	2.795	0.896	0.265
December	60.8	11.53	108.1	102.2	1.076	3.055	0.856	0.194
Year	1775.6	16.54	2040.1	1924.3	19.241	35.269	15.019	3.767

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E Load	Energy need of the user (Load)
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Grid	Energy injected into grid

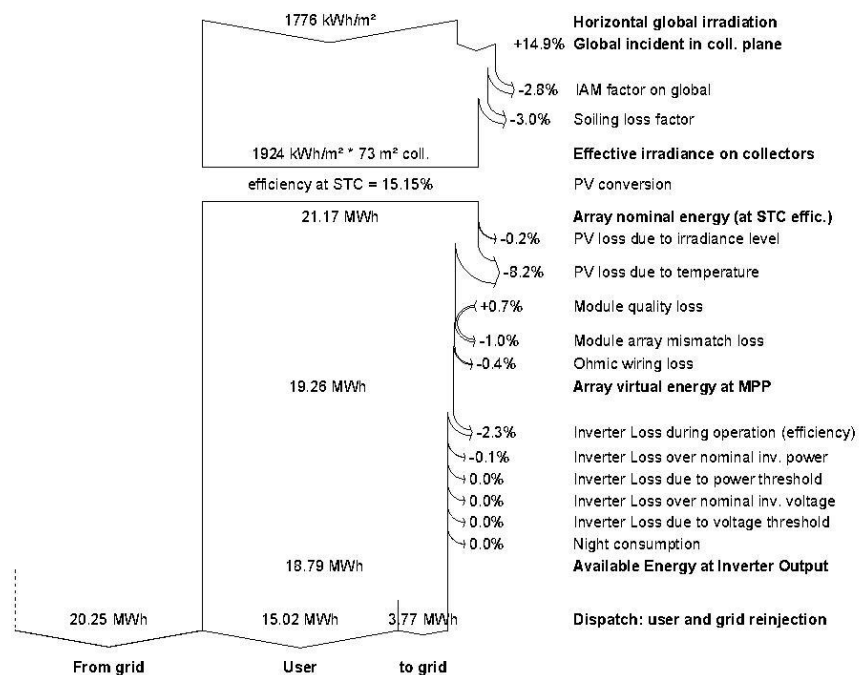
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Ramada

Simulation variant : Comércio 3

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	35°	azimuth 0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	44	Pnom total 11.00 kWp
Inverter	Model	blueplanet 9.0 TL3	Pnom 9.00 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	CSV Comércio.csv	global 35.3 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Anexo XII – Avaliação para 25 anos e *cash flows*

Ano	Tarifa da energia		Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo[€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo vazio [kWh]	Poupança em vazio [€]	Autoconsumo fora do vazio [kWh]	Poupança fora do vazio [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade [€]	Energia produzida [kWh]
	Vazio [€]	Fora do vazio [€]										
1	0,0976	0,1871	15026	3391	3767	146	605	59	14421	2698	3537	18793
2	0,1004	0,1925	14921	3465	3740	150	601	60	14320	2757	3615	18661
3	0,1033	0,1981	14817	3541	3714	154	597	62	14220	2817	3695	18531
4	0,1063	0,2039	14713	3618	3688	159	593	63	14120	2878	3777	18401
5	0,1094	0,2098	14610	3697	3662	164	589	64	14021	2941	3860	18272
6	0,1126	0,2158	14508	3778	3637	168	584	66	13923	3005	3946	18144
7	0,1159	0,2221	14406	3860	3611	173	580	67	13826	3071	4033	18017
8	0,1192	0,2286	14305	3944	3586	178	576	69	13729	3138	4122	17891
9	0,1227	0,2352	14205	4030	3561	183	572	70	13633	3206	4213	17766
10	0,1262	0,2420	14106	4118	3536	189	568	72	13538	3276	4306	17642
11	0,1299	0,2490	14007	4208	0	0	564	73	13443	3347	4208	17518
12	0,1337	0,2562	13909	4299	0	0	560	75	13349	3420	4299	17396
13	0,1375	0,2637	13812	4393	0	0	556	77	13255	3495	4393	17274
14	0,1415	0,2713	13715	4489	0	0	552	78	13162	3571	4489	17153
15	0,1456	0,2792	13619	4587	0	0	549	80	13070	3649	4587	17033
16	0,1499	0,2873	13524	4687	0	0	545	82	12979	3729	4687	16914
17	0,1542	0,2956	13429	4789	0	0	541	83	12888	3810	4789	16795

Ano	Tarifa da energia		Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo[€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo vazio [kWh]	Poupança em vazio [€]	Autoconsumo fora do vazio [kWh]	Poupança fora do vazio [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade [€]	Energia produzida [kWh]
	Vazio [€]	Fora do vazio [€]										
18	0,1587	0,3042	13335	4893	0	0	537	85	12798	3893	4893	16678
19	0,1633	0,3130	13242	5000	0	0	533	87	12708	3978	5000	16561
20	0,1680	0,3221	13149	5109	0	0	530	89	12619	4064	5109	16445
21	0,1729	0,3314	13057	5220	0	0	526	91	12531	4153	5220	16330
22	0,1779	0,3410	12965	5334	0	0	522	93	12443	4244	5334	16215
23	0,1831	0,3509	12875	5450	0	0	519	95	12356	4336	5450	16102
24	0,1884	0,3611	12785	5569	0	0	515	97	12270	4431	5569	15989
25	0,1938	0,3716	12695	5690	0	0	511	99	12184	4527	5690	15877

Ano	Cash flow líquido (€)	Cash flow atualizado (€)	Cash flow atualizado acumulado (€)
0	-21412	-21412	-21412
1	3123	2919	-18493
2	3201	2796	-15697
3	3281	2678	-13019
4	3363	2566	-10453
5	3446	2457	-7996
6	3532	2353	-5642
7	3619	2254	-3389
8	3708	2158	-1231
9	3799	2067	836
10	3892	1979	2815
11	3793	1802	4617
12	3885	1725	6342
13	3979	1651	7993
14	4075	1580	9573
15	4172	1512	11085
16	4272	1447	12533
17	4375	1385	13917
18	4479	1325	15243
19	4586	1268	16511
20	4695	1213	17724
21	4806	1161	18884
22	4920	1110	19995
23	5036	1062	21057
24	5155	1016	22073
25	5276	972	23046

Anexo XIII – Análise de cenários comércio

Montante de investimento inicial considerado (€)	Percentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
1 059 166 €	Sem apoio	44 901	20,4	5 anos e 10 meses	2,6	0,09	27 827	20,4	6 anos e 6 meses	1,6	0,11	17 005	20,4	7 anos e 5 meses	1,0	0,13
	20% fundos perdidos	48 327	25,3	4 anos e 8 meses	3,5	0,08	31 253	25,3	5 anos e 1 mês	2,3	0,09	20 431	25,3	5 anos e 7 meses	1,5	0,11
	40% fundos perdidos	51 753	33,1	3 anos e 6 meses	5,0	0,06	34 679	33,1	3 anos e 8 meses	3,4	0,08	23 857	33,1	3 anos e 11 meses	2,3	0,09
	60% fundos perdidos	55 179	48,6	2 anos e 4 meses	8,1	0,05	38 105	48,6	2 anos e 5 meses	5,6	0,06	27 283	48,6	2 anos e 6 meses	4,0	0,07
	20% capitais alheios	41 653	18,7	6 anos e 7 meses	2,4	0,11	25 055	18,7	7 anos e 5 meses	1,5	0,13	14 609	18,7	8 anos e 7 meses	0,9	0,15
	40% capitais alheios	38 405	17,0	7 anos e 6 meses	2,2	0,12	22 283	17,0	8 anos e 7 meses	1,3	0,15	12 212	17,0	10 anos e 2 meses	0,7	0,18
	60% capitais alheios	35 157	15,4	8 anos e 8 meses	2,1	0,14	19 511	15,4	10 anos e 1 mês	1,1	0,17	9 816	15,4	12 anos e 5 meses	0,6	0,20
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	35 334	16,9	8 anos e 3 meses	2,6	0,14	20 165	16,9	9 anos e 5 meses	1,5	0,17	10 845	16,9	11 anos e 3 meses	0,8	0,19
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	42 008	24,0	5 anos e 3 meses	4,1	0,11	26 363	24,0	5 anos e 9 meses	2,6	0,13	16 667	24,0	6 anos e 5 meses	1,6	0,15
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	48 683	38,6	2 anos e 12 meses	7,1	0,08	32 561	38,6	3 anos e 2 meses	4,8	0,09	22 490	38,6	3 anos e 5 meses	3,3	0,11
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	45 079	23,0	5 anos e 3 meses	3,3	0,09	28 481	23,0	5 anos e 9 meses	2,1	0,11	18 035	23,0	6 anos e 5 meses	1,3	0,13
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	48 505	29,9	3 anos e 11 meses	4,7	0,08	31 907	29,9	4 anos e 3 meses	3,1	0,09	21 461	29,9	4 anos e 7 meses	2,1	0,11
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	41 831	20,8	5 anos e 12 meses	3,1	0,11	25 709	20,8	6 anos e 8 meses	1,9	0,13	15 638	20,8	7 anos e 7 meses	1,1	0,15
1 323 958 €	Sem apoio	39 950	16,3	7 anos e 6 meses	1,9	0,11	23 046	16,3	8 anos e 7 meses	1,1	0,14	12 334	16,3	10 anos e 3 meses	0,6	0,17
	20% fundos perdidos	44 232	20,2	5 anos e 11 meses	2,6	0,09	27 328	20,2	6 anos e 7 meses	1,6	0,12	16 617	20,2	7 anos e 6 meses	1,0	0,14
	40% fundos perdidos	48 515	26,5	4 anos e 5 meses	3,8	0,08	31 610	26,5	4 anos e 9 meses	2,5	0,09	20 899	26,5	5 anos e 3 meses	1,6	0,11
	60% fundos perdidos	52 797	38,8	2 anos e 11 meses	6,2	0,06	35 893	38,8	3 anos e 1 mês	4,2	0,07	25 181	38,8	3 anos e 3 meses	2,9	0,08
	20% capitais alheios	35 890	14,6	8 anos e 9 meses	1,7	0,13	19 581	14,6	10 anos e 3 meses	0,9	0,16	9 338	14,6	12 anos e 9 meses	0,4	0,19
	40% capitais alheios	31 829	13,0	10 anos e 3 meses	1,5	0,15	16 116	13,0	12 anos e 6 meses	0,8	0,18	6 343	13,0	15 anos e 7 meses	0,3	0,22
	60% capitais alheios	27 769	11,5	12 anos e 4 meses	1,3	0,17	12 651	11,5	14 anos e 7 meses	0,6	0,21	3 347	11,5	19 anos e 3 meses	0,2	0,24

Montante de investimento inicial considerado (€)	Porcentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	27 991	12,4	12 anos e 3 meses	1,6	0,17	13 468	12,4	14 anos e 1 mês	0,8	0,21	4 634	12,4	17 anos e 7 meses	0,3	0,24
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	36 334	18,0	7 anos e 7 meses	2,8	0,14	21 216	18,0	8 anos e 7 meses	1,7	0,16	11 912	18,0	10 anos e 1 mês	0,9	0,18
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	44 676	29,4	4 anos e 2 meses	5,2	0,10	28 963	29,4	4 anos e 6 meses	3,4	0,12	19 190	29,4	4 anos e 10 meses	2,2	0,13
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	40 172	18,0	6 anos e 11 meses	2,3	0,11	23 863	18,0	7 anos e 10 meses	1,4	0,14	13 621	18,0	9 anos e 2 meses	0,8	0,16
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	44 454	23,5	5 anos e 2 meses	3,5	0,10	28 145	23,5	5 anos e 8 meses	2,2	0,12	17 903	23,5	6 anos e 4 meses	1,4	0,13
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	36 112	16,0	8 anos e 3 meses	2,1	0,13	20 398	16,0	9 anos e 6 meses	1,2	0,16	10 625	16,0	11 anos e 6 meses	0,6	0,19
1 588 750 €	Sem apoio	34 998	13,3	9 anos e 3 meses	1,4	0,13	18 264	13,3	10 anos e 11 meses	0,7	0,16	7 663	13,3	14 anos e 2 meses	0,3	0,20
	20% fundos perdidos	40 137	16,7	7 anos e 4 meses	2,0	0,11	23 403	16,7	8 anos e 4 meses	1,1	0,14	12 802	16,7	9 anos e 10 meses	0,6	0,16
	40% fundos perdidos	45 276	22,1	5 anos e 5 meses	2,9	0,09	28 542	22,1	5 anos e 11 meses	1,9	0,11	17 941	22,1	6 anos e 8 meses	1,2	0,13
	60% fundos perdidos	50 415	32,3	3 anos e 7 meses	4,9	0,07	33 681	32,3	3 anos e 10 meses	3,3	0,08	23 080	32,3	4 anos e 1 mês	2,2	0,09
	20% capitais alheios	30 126	11,7	11 anos e 1 mês	1,2	0,16	14 106	11,7	13 anos e 6 meses	0,5	0,19	4 068	11,7	18 anos e 3 meses	0,2	0,23
	40% capitais alheios	25 254	10,2	13 anos e 3 meses	1,0	0,18	9 948	10,2	16 anos e 4 meses	0,4	0,22	473	10,2	24 anos e 1 mês	0,0	0,26
	60% capitais alheios	20 381	8,8	15 anos e 4 meses	0,8	0,20	5 790	8,8	19 anos e 7 meses	0,2	0,24	-3 121	8,8	31 anos e 6 meses	-0,1	0,29
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	20 648	9,3	15 anos e 3 meses	1,0	0,21	6 771	9,3	18 anos e 9 meses	0,3	0,24	-1 577	9,3	28 anos e 4 meses	-0,1	0,28
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	30 659	14,1	10 anos e 4 meses	2,0	0,16	16 068	14,1	12 anos e 6 meses	1,0	0,19	7 156	14,1	14 anos e 8 meses	0,5	0,22
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	40 670	23,3	5 anos e 6 meses	4,0	0,12	25 365	23,3	6 anos e 1 mês	2,5	0,14	15 890	23,3	6 anos e 9 meses	1,5	0,16
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	35 265	14,6	8 anos e 9 meses	1,7	0,14	19 245	14,6	10 anos e 3 meses	0,9	0,16	9 207	14,6	12 anos e 9 meses	0,4	0,19
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	40 404	19,2	6 anos e 6 meses	2,6	0,11	24 384	19,2	7 anos e 4 meses	1,6	0,14	14 346	19,2	8 anos e 5 meses	0,9	0,16
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	30 393	12,7	10 anos e 9 meses	1,5	0,16	15 087	12,7	13 anos e 2 meses	0,7	0,19	5 612	12,7	16 anos e 4 meses	0,3	0,22

*Nota: os valores do ROI têm subtraída a unidade de € investida (pelo que representam o lucro/prejuízo que se obtém por cada € investido no projeto).

Anexo XIV – Relatório PVsyst restaurante

PVSYST V6.39		28/08/15	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Grid-Connected Project at Ramada**

Geographical Site **Ramada** Country **Portugal**

Situation Latitude 38.8°N Longitude 9.2°W

Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 172 m

Albedo 0.20

Meteo data: **Ramada** Synthetic - Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=22%

Simulation variant : **Restaurante 2**

Simulation date 28/08/15 00h41

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 35° Azimuth 30°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **REC 250PE**

Original PVsyst database Manufacturer REC

Number of PV modules In series 14 modules In parallel 2 strings

Total number of PV modules Nb. modules 28 Unit Nom. Power 250 Wp

Array global power Nominal (STC) **7.00 kWp** At operating cond. 6.30 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C) U mpp 381 V I mpp 17 A

Total area Module area **46.2 m²** Cell area 40.9 m²

Inverter Model **Powador 5000 xi**

Manufacturer KACO new energy

Characteristics Operating Voltage 350-600 V Unit Nom. Power 5.50 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 5.5 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss Global array res. 282 m Ohm Loss Fraction 1.1 % at STC

Module Quality Loss Loss Fraction -0.8 %

Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization $AM = 1 - b_o (1/\cos i - 1)$ b_o Param. 0.05

User's needs : Ext. defined as file Restaurante CSV .csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
3152	2816	3072	3040	3160	2952	3152	0	3040	3152	2960	3152	33648	kWh

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Ramada

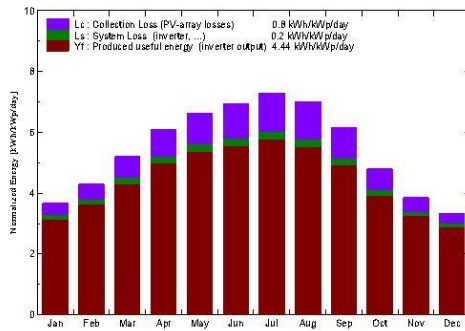
Simulation variant : Restaurante 2

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	35°
PV modules	Model	REC 250PE
PV Array	Nb. of modules	28
Inverter	Model	Powador 5000 xi
User's needs	Ext. defined as file	Restaurante CSV .csv
	azimuth	30°
	Pnom	250 Wp
	Pnom total	7.00 kWp
	Pnom	5.50 kW ac
	global	33.6 MWh/year

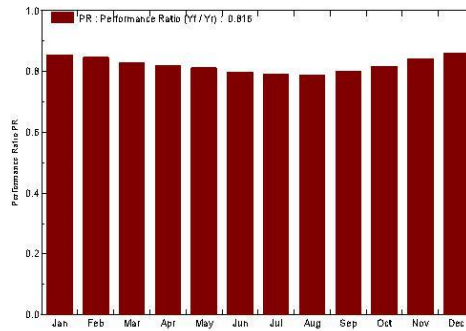
Main simulation results

System Production	Produced Energy	11.36 MWh/year	Specific prod.	1622 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	81.6 %	Solar Fraction SF	25.2 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 7.00 kWp



Performance Ratio PR



Restaurante 2
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E Load	E User	E_Grid
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh
January	72.0	10.86	114.0	107.5	0.713	3.152	0.581	0.101
February	87.4	11.81	120.4	113.6	0.746	2.816	0.630	0.083
March	136.2	13.84	161.3	152.4	0.979	3.072	0.785	0.151
April	172.4	14.80	182.7	172.5	1.097	3.040	0.880	0.169
May	214.4	17.42	205.1	193.3	1.219	3.160	0.935	0.230
June	228.7	20.58	208.5	196.4	1.219	2.952	0.949	0.216
July	240.2	21.92	226.3	213.6	1.311	3.152	1.052	0.202
August	215.2	22.69	217.4	205.3	1.255	0.000	0.000	1.200
September	159.7	20.83	184.4	174.5	1.080	3.040	0.848	0.185
October	114.3	18.27	148.7	140.7	0.880	3.152	0.739	0.112
November	74.1	13.79	115.8	109.2	0.714	2.960	0.543	0.140
December	60.8	11.53	103.6	97.7	0.653	3.152	0.536	0.088
Year	1775.6	16.54	1988.3	1876.6	11.875	33.648	8.479	2.876

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E Load	Energy need of the user (Load)
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Grid	Energy injected into grid

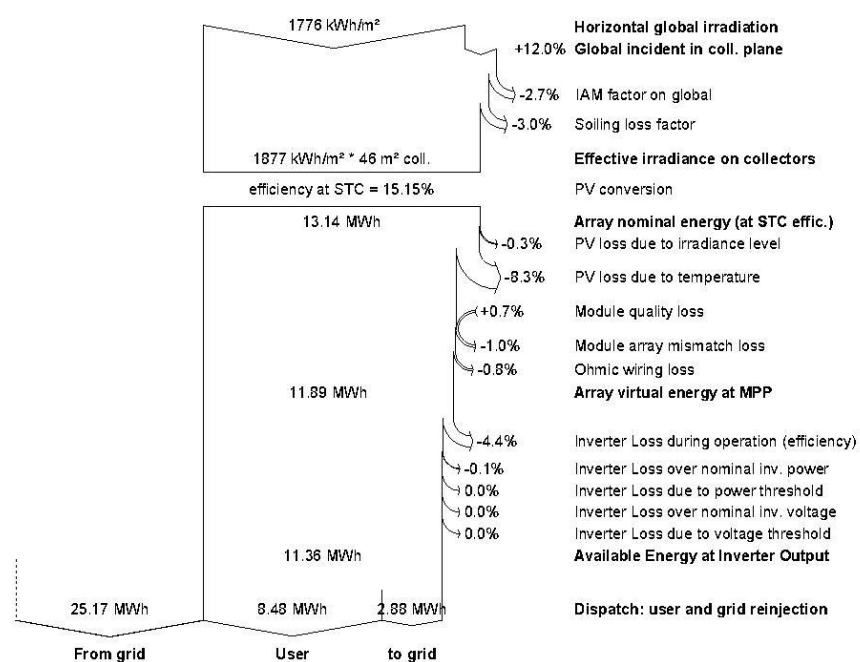
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Ramada

Simulation variant : Restaurante 2

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	35°	azimuth	30°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	28	Pnom total	7.00 kWp
Inverter	Model	Powador 5000 xi	Pnom	5.50 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	Restaurante CSV	global	33.6 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Anexo XV – Avaliação para 25 anos e *cash flows* restaurante

Ano	Tarifa da energia			Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo [€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Vazio [kWh]	Poupança em Vazio [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade [€]	Energia anualmente produzida pela UPAC [kWh]
	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]												
1	0,0845	0,1477	0,2938	8479	1872	2876	118	100	8	6489	958	1891	555	1991	11355
2	0,0870	0,1520	0,3023	8420	1913	2856	121	99	9	6444	979	1877	568	2035	11276
3	0,0895	0,1564	0,3111	8361	1955	2836	125	98	9	6399	1001	1864	580	2080	11197
4	0,0921	0,1609	0,3201	8303	1998	2816	129	98	9	6354	1023	1851	593	2126	11118
5	0,0947	0,1656	0,3294	8245	2041	2796	132	97	9	6310	1045	1838	605	2173	11041
6	0,0975	0,1704	0,3389	8187	2086	2777	136	96	9	6265	1068	1825	619	2222	10963
7	0,1003	0,1753	0,3488	8129	2131	2757	140	95	10	6221	1091	1813	632	2271	10887
8	0,1032	0,1804	0,3589	8073	2178	2738	144	95	10	6178	1115	1800	646	2322	10810
9	0,1062	0,1857	0,3693	8016	2225	2719	148	94	10	6135	1139	1787	660	2373	10735
10	0,1093	0,1910	0,3800	7960	2274	2700	153	93	10	6092	1164	1775	674	2426	10660
11	0,1125	0,1966	0,3910	7904	2323	2681	0	93	10	6049	1189	1762	689	2323	10585
12	0,1157	0,2023	0,4024	7849	2374	2662	0	92	11	6007	1215	1750	704	2374	10511
13	0,1191	0,2081	0,4140	7794	2425	2643	0	92	11	5965	1242	1738	719	2425	10437
14	0,1225	0,2142	0,4260	7739	2478	2625	0	91	11	5923	1269	1726	735	2478	10364
15	0,1261	0,2204	0,4384	7685	2532	2606	0	90	11	5881	1296	1713	751	2532	10292
16	0,1297	0,2268	0,4511	7631	2588	2588	0	90	12	5840	1324	1701	768	2588	10220
17	0,1335	0,2334	0,4642	7578	2644	2570	0	89	12	5799	1353	1690	784	2644	10148

Ano	Tarifa da energia			Autoconsumo [kWh]	Poupança com Autoconsumo [€]	Energia vendida à rede [kWh]	Venda à rede [€]	Autoconsumo Vazio [kWh]	Poupança em Vazio [€]	Autoconsumo Cheias [kWh]	Poupança em Cheias [€]	Autoconsumo Ponta [kWh]	Poupança em Ponta [€]	Montante de poupança anual na fatura de eletricidade [€]	Energia anualmente produzida pela UPAC [kWh]
	Vazio Normal [€]	Cheias [€]	Pontas [€]												
18	0,1374	0,2401	0,4777	7525	2702	2552	0	88	12	5759	1383	1678	801	2702	10077
19	0,1414	0,2471	0,4915	7472	2760	2534	0	88	12	5719	1413	1666	819	2760	10007
20	0,1455	0,2543	0,5058	7420	2821	2517	0	87	13	5679	1444	1654	837	2821	9937
21	0,1497	0,2616	0,5204	7368	2882	2499	0	87	13	5639	1475	1643	855	2882	9867
22	0,1540	0,2692	0,5355	7316	2945	2481	0	86	13	5599	1507	1631	874	2945	9798
23	0,1585	0,2770	0,5510	7265	3009	2464	0	85	14	5560	1540	1620	893	3009	9729
24	0,1631	0,2851	0,5670	7214	3075	2447	0	85	14	5521	1574	1609	912	3075	9661
25	0,1678	0,2933	0,5835	7164	3142	2430	0	84	14	5483	1608	1597	932	3142	9594

Ano	Cash flow líquido (€)	Cash flow atualizado (€)	Cash flow atualizado acumulado (€)
0	-14392	-14392	-14392
1	1647	1539	-12853
2	1691	1477	-11376
3	1736	1417	-9959
4	1782	1360	-8599
5	1830	1304	-7295
6	1878	1251	-6043
7	1927	1200	-4843
8	1978	1151	-3692
9	2029	1104	-2588
10	2082	1059	-1530
11	1979	940	-589
12	2030	901	312
13	2082	864	1176
14	2134	828	2003
15	2188	793	2796
16	2244	760	3556
17	2300	728	4285
18	2358	698	4982
19	2417	668	5650
20	2477	640	6290
21	2538	613	6903
22	2601	587	7490
23	2665	562	8053
24	2731	538	8591
25	2798	515	9106

Anexo XVI – Análise de cenários restaurante

Montante de investimento inicial considerado (€)	Percentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de cash flows de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
1 059 166 €	Sem apoio	21 358	16,2	7 anos e 6 meses	1,9	0,11	12 320	16,2	8 anos e 7 meses	1,1	0,13	6 591	16,2	10 anos e 3 meses	0,6	0,16
	20% fundos perdidos	23 661	20,2	5 anos e 11 meses	2,6	0,10	14 623	20,2	6 anos e 7 meses	1,6	0,11	8 893	20,2	7 anos e 6 meses	1,0	0,13
	40% fundos perdidos	25 964	26,5	4 anos e 5 meses	3,8	0,08	16 926	26,5	4 anos e 9 meses	2,5	0,09	11 196	26,5	5 anos e 3 meses	1,6	0,11
	60% fundos perdidos	28 266	38,8	2 anos e 11 meses	6,1	0,07	19 228	38,8	3 anos e 1 mês	4,2	0,07	13 499	38,8	3 anos e 4 meses	2,9	0,08
	20% capitais alheios	19 175	14,6	8 anos e 8 meses	1,7	0,13	10 457	14,6	10 anos e 2 meses	0,9	0,16	4 980	14,6	12 anos e 9 meses	0,4	0,18
	40% capitais alheios	16 992	13,0	10 anos e 3 meses	1,5	0,15	8 594	13,0	12 anos e 5 meses	0,7	0,18	3 369	13,0	15 anos e 7 meses	0,3	0,20
	60% capitais alheios	14 808	11,5	12 anos e 4 meses	1,3	0,17	6 731	11,5	14 anos e 7 meses	0,6	0,20	1 758	11,5	19 anos e 4 meses	0,2	0,23
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	14 928	12,4	12 anos e 3 meses	1,6	0,17	7 170	12,4	14 anos e 1 mês	0,8	0,20	2 450	12,4	17 anos e 7 meses	0,3	0,23
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	19 414	18,0	7 anos e 7 meses	2,8	0,13	11 336	18,0	8 anos e 7 meses	1,6	0,16	6 363	18,0	9 anos e 11 meses	0,9	0,18
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	23 900	29,3	4 anos e 2 meses	5,2	0,10	15 502	29,3	4 anos e 6 meses	3,4	0,11	10 277	29,3	4 anos e 10 meses	2,2	0,13
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	21 478	18,0	6 anos e 11 meses	2,3	0,11	12 760	18,0	7 anos e 10 meses	1,4	0,13	7 282	18,0	9 anos e 1 mês	0,8	0,16
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	23 780	23,5	5 anos e 2 meses	3,4	0,10	15 062	23,5	5 anos e 8 meses	2,2	0,11	9 585	23,5	6 anos e 4 meses	1,4	0,13
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	19 294	16,0	8 anos e 2 meses	2,1	0,13	10 897	16,0	9 anos e 5 meses	1,2	0,16	5 672	16,0	11 anos e 6 meses	0,6	0,18
1 323 958 €	Sem apoio	18 030	12,7	9 anos e 8 meses	1,3	0,14	9 106	12,7	11 anos e 8 meses	0,6	0,16	3 451	12,7	15 anos e 5 meses	0,2	0,19
	20% fundos perdidos	20 909	16,0	7 anos e 7 meses	1,8	0,12	11 985	16,0	8 anos e 9 meses	1,0	0,14	6 329	16,0	10 anos e 5 meses	0,5	0,16
	40% fundos perdidos	23 787	21,2	5 anos e 8 meses	2,8	0,10	14 863	21,2	6 anos e 3 meses	1,7	0,11	9 208	21,2	7 anos e 1 mês	1,1	0,13
	60% fundos perdidos	26 665	31,0	3 anos e 9 meses	4,6	0,08	17 742	31,0	3 anos e 12 meses	3,1	0,09	12 086	31,0	4 anos e 4 meses	2,1	0,10
	20% capitais alheios	15 301	11,1	11 anos e 8 meses	1,1	0,16	6 778	11,1	14 anos e 5 meses	0,5	0,19	1 437	11,1	20 anos e 2 meses	0,1	0,22
	40% capitais alheios	12 572	9,6	13 anos e 11 meses	0,9	0,18	4 449	9,6	17 anos e 7 meses	0,3	0,21	-576	9,6	27 anos e 3 meses	0,0	0,25
	60% capitais alheios	9 843	8,2	16 anos e 2 meses	0,7	0,20	2 120	8,2	21 anos e 2 meses	0,1	0,24	-2 590	8,2	35 anos e 1 mês	-0,2	0,28

Montante de investimento inicial considerado (€)	Porcentagem de financiamento sobre o investimento inicial	Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 4%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 7%					Resultados dos indicadores de investimento para taxa de atualização de <i>cash flows</i> de 10%				
		VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRA (ano)	ROI (€)	LCOE (€/kWh)
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	9 992	8,6	16 anos e 1 mês	0,9	0,21	2 669	8,6	20 anos e 3 meses	0,2	0,24	-1 725	8,6	31 anos e 9 meses	-0,1	0,28
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	15 600	13,2	11 anos e 2 meses	1,8	0,16	7 876	13,2	13 anos e 1 mês	0,9	0,19	3 167	13,2	15 anos e 11 meses	0,4	0,22
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	21 207	22,1	5 anos e 10 meses	3,7	0,12	13 084	22,1	6 anos e 6 meses	2,3	0,14	8 059	22,1	7 anos e 3 meses	1,4	0,16
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	18 180	13,9	9 anos e 3 meses	1,6	0,14	9 656	13,9	10 anos e 10 meses	0,8	0,16	4 316	13,9	13 anos e 8 meses	0,4	0,19
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	21 058	18,3	6 anos e 11 meses	2,4	0,12	12 534	18,3	7 anos e 9 meses	1,5	0,14	7 194	18,3	8 anos e 12 meses	0,8	0,16
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	15 450	12,0	11 anos e 6 meses	1,3	0,16	7 327	12,0	13 anos e 9 meses	0,6	0,19	2 302	12,0	17 anos e 11 meses	0,2	0,22
1 588 750 €	Sem apoio	14 702	10,2	12 anos e 1 mês	0,9	0,16	5 893	10,2	15 anos e 6 meses	0,3	0,19	311	10,2	23 anos e 9 meses	0,0	0,23
	20% fundos perdidos	18 156	13,1	9 anos e 5 meses	1,3	0,13	9 347	13,1	11 anos e 3 meses	0,7	0,16	3 765	13,1	14 anos e 8 meses	0,3	0,19
	40% fundos perdidos	21 610	17,5	6 anos e 11 meses	2,1	0,11	12 801	17,5	7 anos e 10 meses	1,2	0,13	7 219	17,5	9 anos e 3 meses	0,7	0,15
	60% fundos perdidos	25 064	25,7	4 anos e 7 meses	3,6	0,09	16 255	25,7	4 anos e 11 meses	2,4	0,10	10 673	25,7	5 anos e 5 meses	1,5	0,11
	20% capitais alheios	11 427	8,6	14 anos e 9 meses	0,7	0,18	3 098	8,6	19 anos e 6 meses	0,2	0,22	-2 105	8,6	33 anos e 3 meses	-0,1	0,26
	40% capitais alheios	8 152	7,2	17 anos e 7 meses	0,5	0,21	303	7,2	24 anos e 5 meses	0,0	0,25	-4 521	7,2	42 anos e 9 meses	-0,3	0,30
	60% capitais alheios	4 878	5,8	20 anos e 6 meses	0,3	0,24	-2 491	5,8	29 anos e 11 meses	-0,1	0,28	-6 937	5,8	52 anos e 2 meses	-0,4	0,33
	20% fundos perdidos e 80% capitais alheios	5 057	6,0	20 anos e 4 meses	0,4	0,24	-1 832	6,0	28 anos e 8 meses	-0,1	0,28	-5 900	6,0	48 anos e 2 meses	-0,4	0,33
	40% fundos perdidos e 60% capitais alheios	11 786	10,0	14 anos e 6 meses	1,1	0,19	4 417	10,0	17 anos e 6 meses	0,4	0,22	-29	10,0	25 anos e 2 meses	0,0	0,26
	60% fundos perdidos e 40% capitais alheios	18 515	17,3	7 anos e 11 meses	2,7	0,14	10 665	17,3	9 anos e 1 mês	1,5	0,16	5 841	17,3	10 anos e 8 meses	0,8	0,18
	20% fundos perdidos e 20% capitais alheios	14 881	11,1	11 anos e 11 meses	1,1	0,16	6 552	11,1	14 anos e 7 meses	0,5	0,19	1 349	11,1	20 anos e 5 meses	0,1	0,22
	40% fundos perdidos e 20% capitais alheios	18 335	14,7	8 anos e 10 meses	1,8	0,14	10 006	14,7	10 anos e 3 meses	1,0	0,16	4 803	14,7	12 anos e 10 meses	0,5	0,19
	20% fundos perdidos e 40% capitais alheios	11 606	9,2	14 anos e 7 meses	0,8	0,19	3 757	9,2	18 anos e 6 meses	0,3	0,22	-1 067	9,2	29 anos e 3 meses	-0,1	0,26

*Nota: os valores do ROI têm subtraída a unidade de € investida (pelo que representam o lucro/prejuízo que se obtém por cada € investido no projeto).